

**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto**



**FEUP**

**Projeto de Linha Aérea de Alta Tensão - Estudo  
sobre a utilização de Cabo de Guarda**

**Luís Filipe Soares Rocha**

Dissertação realizada no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia  
Eletrotécnica e de Computadores  
Major Energia

Orientador: Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura  
Coorientador: Engenheiro Fernando Óscar Duarte

Junho 2014



A Dissertação intitulada

***“Projeto de Linha Aérea de Alta Tensão - Estudo Sobre a Utilização de  
Cabo de Guarda”***

foi aprovada em provas realizadas em 22-07-2014

o júri

  
Presidente **Professor Doutor Artur Manuel de Figueiredo Fernandes e Costa**  
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores  
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

  
**Professor Doutor André Guimarães Madureira**  
Professor Assistente da Universidade Lusófona

  
**Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura**  
Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de  
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.

  
**Autor - Luís Filipe Soares da Rocha**

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



# Resumo

Esta dissertação consiste na realização de um estudo com o objetivo de analisar as vantagens da utilização de cabos de guarda em linhas aéreas de transmissão de energia, face à ocorrência de descargas atmosféricas, assim como a apresentação das metodologias e respetivas conclusões de um projeto de linha aérea de alta tensão.

Para além deste estudo, também é feita uma abordagem sobre os impactos que este tipo de projetos tem no meio ambiente em que estão inseridos, bem como as medidas de prevenção, minimização e valorização que o tornam aceitável.

Este trabalho teve a colaboração da EDP - Distribuição Energia SA, e apoia-se num caso prático de projeto de uma linha aérea de alta tensão que interliga a subestação da EDP em Lomba do Vale com a subestação em Frades, Vieira do Minho.



# Abstract

This document constitutes a study aiming to analyze the advantages of using guard cables on overhead power transmission lines, due to the occurrence of lightning, as well as the presentation of the methodology and conclusions of a respective project aerial power line.

In addition to this study, an approach about the negative impacts that such projects have on the environment in which they live is also taken as well as the prevention and minimization that make it acceptable.

This study had the collaboration of the EDP - Distribuição Energia SA, and relies on a case study of design of a high voltage overhead line that connects the substation EDP in Lomba do Vale with substation at Frades, Vieira do Minho.





# Agradecimentos

Ao longo da elaboração da presente dissertação pude contar com o apoio de várias pessoas, às quais gostaria de manifestar a minha gratidão.

Começo por agradecer ao Senhor Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura, Professor Catedrático da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, e ao Engenheiro Fernando Óscar Duarte, da EDP - Distribuição Energia SA, por me terem aceitado coorientar neste trabalho e pelo apoio prestado no decurso do mesmo.

Agradeço a toda a equipa da Direção de Projeto e Construção de Redes AT/MT Norte, da EDP Distribuição, com quem tive o privilégio de contactar, por todo o apoio e ajuda prestados ao longo do trabalho.

A toda a minha família pelo apoio que sempre manifestaram para comigo ao longo deste percurso.

A todos aqueles que de uma forma direta ou indireta contribuíram para a realização deste trabalho.



# Índice

Resumo .....	v
Abstract .....	vii
Agradecimentos.....	ix
Índice .....	xii
Lista de Figuras .....	xv
Lista de Tabelas.....	xvii
Abreviaturas e Unidades .....	xix
<b>Capítulo 1 .....</b>	<b>1</b>
Introdução.....	1
1.1. Enquadramento da Dissertação .....	1
1.2. Motivação e Objetivos .....	2
1.3. Estrutura da Dissertação.....	3
<b>Capítulo 2 .....</b>	<b>5</b>
Conceitos Gerais Sobre Linhas Aéreas de Alta Tensão .....	5
2.1. Generalidades .....	5
2.2. Descrição do Projeto .....	6
2.2.1 Projeto .....	6
2.2.2 Licenciamento.....	6
2.2.3 Implementação do Projeto no Terreno .....	7
2.2.4 Exploração e Manutenção da Linha.....	7
2.2.5 Desativação da Linhas .....	8
2.3. Elementos Constituintes das Linhas .....	8
2.3.1. Condutores.....	8
2.3.2. Cabo de Guarda .....	9
2.3.3. Isoladores .....	10
2.3.4. Apoios.....	14
2.3.5. Sistemas de Terras .....	16
2.3.6. Fundações.....	19
<b>Capítulo 3 .....</b>	<b>21</b>
Cálculo Elétrico .....	21
3.1. Objetivo .....	21
3.2. Tensão de Transporte .....	21

3.3. Secção dos Condutores .....	22
3.4. Geometria dos Condutores .....	23
3.5. Características Elétricas .....	24
3.5.1. Intensidade de Corrente Nominal .....	24
3.5.2. Cálculo Térmico .....	25
3.5.3. Constantes Físicas Características por Quilómetro de Linha .....	31
3.5.4. Efeito Coroa .....	35
3.6. Constantes Elétricas Características por Quilómetro de Linha .....	36
3.7. Impedância Característica da Linha .....	38
3.8. Perdas de Energia .....	38
3.9. Queda de Tensão .....	39
<b>Capítulo 4.....</b>	<b>41</b>
Cálculo Mecânico .....	41
4.1. Objetivo .....	41
4.2. Influência dos Agentes Externos sobre a Linha.....	41
4.2.1. Ação do Vento .....	42
4.2.2. Ação do Gelo .....	43
4.2.3. Ação da Variação da Temperatura .....	43
4.3. Tensões Mecânicas Máximas .....	43
4.4. Curva Característica dos Condutores Suspensos.....	44
4.4.1. Aproximação Parabólica .....	45
4.5. Estados Atmosféricos .....	46
4.5.1. Coeficiente de Sobrecarga .....	47
4.5.2. Vão Crítico.....	49
4.5.3. Vão Equivalente Fictício .....	49
4.5.4. Árvore de Decisão do Estado Atmosférico mais Desfavorável .....	50
4.6. Equação de Estados .....	51
4.7. Determinação da Flecha .....	51
4.8. Distâncias Mínimas Regulamentares .....	53
4.8.1. Distância dos Condutores ao Solo .....	53
4.8.2. Distância dos Condutores às Árvores .....	53
4.8.3. Distância dos Condutores aos Edifícios.....	54
4.8.4. Distância dos Condutores a Travessia de Estradas .....	54
4.8.5. Distância entre Duas Linhas .....	54
4.8.6. Distância entre Condutores .....	55
4.8.7. Distância entre os Condutores e o Cabo de Guarda.....	56
4.8.8. Desvio Transversal das Cadeias de Isoladores de Suspensão .....	56
<b>Capítulo 5.....</b>	<b>59</b>
Projeto de Linha Aérea de Alta Tensão - Memória Descritiva e Justificativa.....	59
5.1. Objeto do Projeto .....	61
5.2. Corrente e Tensão.....	61
5.3. Cálculo Elétrico .....	61
5.3.1. Características do Condutor e Cabo de Guarda .....	61
5.3.2. Intensidade de Corrente .....	62
5.3.3. Perdas de Energia .....	62
5.3.4. Queda de Tensão .....	63
5.3.5. Capacidade .....	66
5.3.6. Susceptância .....	67
5.3.7. Condutância.....	67
5.3.8. Admitância .....	67
5.3.9. Impedância .....	68
5.3.10. Impedância Característica.....	68
5.3.11. Ângulo de Carga.....	68
5.4. Cadeia de Isoladores .....	69
5.5. Cálculo Mecânico .....	71
5.5.1. Condutores e Cabo de Guarda .....	71

5.5.2. Tensão Máxima Permanente ( <i>Everyday Stress</i> ) .....	78
5.5.3. Distância Mínima entre Condutores e o Cabo de Guarda .....	81
5.5.4. Apoios.....	82
5.5.5. Desvio Transversal das Cadeias de Isoladores .....	89
5.5.6. Distância Mínima entre Condutores .....	90
5.6. Balizagem das Linhas Aéreas.....	92
5.6.1. Balizagem Diurna .....	92
5.6.2. Balizagem Luminosa.....	94
<b>Capítulo 6 .....</b>	<b>95</b>
Linhas Aéreas e a sua relação com o Ambiente .....	95
6.1. Tipologias de Paisagem .....	95
6.2. Metodologia para a Integração Paisagística de Linhas Aéreas .....	97
6.3. Medidas Específicas de Integração Paisagística .....	98
6.3.1. Medidas de Prevenção .....	98
6.3.2. Medidas de Minimização.....	99
6.3.3. Medidas de Valorização.....	99
6.4. Identificação de Impactos Ambientais .....	100
6.4.1. Impacto dos Campos Eletromagnéticos.....	100
6.4.2. Impacto da Poluição Sonora .....	105
<b>Capítulo 7 .....</b>	<b>107</b>
Descargas Atmosféricas e Efeitos da Presença de Cabo de Guarda.....	107
7.1. Considerações Gerais.....	107
7.2. Nuvens de Descarga .....	108
7.3. Desenvolvimento de Descargas Atmosféricas .....	109
7.4. Caracterização das Descargas Atmosféricas.....	110
7.4.1. Sentido e Polaridade da Descarga .....	111
7.4.2. Amplitude e Forma de Onda .....	111
7.4.3. Distribuição dos Gradientes da Frente de Onda .....	113
7.5. Densidade das Descargas Atmosféricas .....	113
7.6. Modelo Eletrogeométrico.....	114
7.7. Propagação das Descargas Atmosféricas em Relação ao Ponto de Incidência ....	117
7.7.1. Descargas Diretas.....	117
7.7.2. Descargas Indiretas.....	118
7.7.3. Descargas nas Proximidades das Linhas AT .....	120
7.8. Potencial dos Condutores a Meio Vão .....	121
7.9. Modelização dos Apoios.....	121
7.10. Elétrodo de Terra .....	123
7.10.1. Elétrodo de Terra Curtos .....	123
7.10.2. Elétrodo de Terra Longos.....	124
<b>Capítulo 8 .....</b>	<b>125</b>
Conclusões e Perspetivas de Trabalho Futuro .....	125
<b>Referências .....</b>	<b>129</b>
<b>Anexo A - Planta Topográfica com o Traçado da Linha.....</b>	<b>133</b>
<b>Anexo B - Perfil da Linha.....</b>	<b>135</b>



# Lista de Figuras

Figura 2.1 - Constituição de um cabo ACSR [7].	9
Figura 2.2 - Exemplo de cabo OPGW [7].	10
Figura 2.3 - Tipos de isoladores. Lado esquerdo: isolador rígido; lado direito: isolador para acoplamento em cadeia[34].	10
Figura 2.4 - Cadeia de isoladores em suspensão [15].	12
Figura 2.5 - Cadeia de isoladores em suspensão com haste de descarga [20].	12
Figura 2.6 - Cadeia de isoladores em amarração [15].	12
Figura 2.7 - Cadeia de isoladores em amarração com haste de descarga [20].	12
Figura 2.8 - Cadeia de isoladores do apoio B encontra-se enforcada [20].	12
Figura 2.9 - Funções dos apoios: (a) Apoio de alinhamento; b) Apoio de ângulo; c) Apoio de reforço de alinhamento; d) Apoio de fim de linha; e) Apoio de derivação em alinhamento; f) Apoio de derivação em ângulo [34].	15
Figura 2.10 - Solicitações aplicadas sobre um apoio [34].	15
Figura 2.11 - Ligação à terra de apoios de betão e metálicos, respetivamente [12].	16
Figura 2.12 - Vareta simples ou extensível [12].	17
Figura 2.13 - Vareta em paralelo [12].	17
Figura 2.14 - Serpentina simples [12].	18
Figura 2.15 - Serpentina dupla [12].	18
Figura 3.1 - Secção transversal do cabo ACSR 325 (BEAR) [13].	23
Figura 3.2 - Geometria dos condutores num poio de linha dupla [15].	23
Figura 3.3 - Intensidade da corrente máxima admissível em condutores do tipo ACSR160.	28
Figura 3.4 - Potência máxima admissível em condutores do tipo ACSR 325.	29
Figura 3.5 - Evolução temporal da corrente de curto-circuito.	31
Figura 4.1 - Catenária, flecha e vão formado entre os apoios A e B [35].	45
Figura 4.2 - Posições relativas das curvas catenária e aproximação parabólica [36].	46
Figura 4.3 - Forças aplicadas no condutor.	47
Figura 4.4 - Árvore de decisão para determinação do estado mais desfavorável	50
Figura 4.5 - Vão de nível [7].	52

Figura 4.6 - Vão desnivelado [7]. .....	52
Figura 4.7 - Desvio transversal de uma cadeia de isoladores em suspensão [14]. .....	56
Figura 5.1 - Topo de um Apoio tipo F30CD e respectivas distâncias entre os pontos de fixação dos cabos, expressas em metros [17].....	63
Figura 5.2 - Topo de um apoio tipo F95CD/F165CD e respectivas distâncias entre pontos de fixação dos cabos, expressas em metros [17].....	63
Figura 5.3 - Esquema equivalente em $\pi$ da linha [14]. .....	68
Figura 5.4 - Instalação de bola de sinalização [37].....	93
Figura 6.1 - Tipos de orografia nas diferentes regiões de Portugal [18].....	96
Figura 6.2 - Esquema metodológico para o traçado de novas linhas [6].....	98
Figura 6.3 - Apoio situado a meia encosta [18]. .....	99
Figura 6.4 - Espectro eletromagnético [25]. .....	101
Figura 6.5 - Valores do campo magnético e do campo elétrico de alguns aparelhos domésticos [25]. .....	102
Figura 6.6 - Região do campo elétrico [4]. .....	103
Figura 6.7 - Região do campo magnético [4]. .....	104
Figura 7.1 - Nuvem do tipo <i>Cumulus nimbus</i> [38]. .....	109
Figura 7.2 - Distribuição das cargas elétricas no interior da nuvem e à superfície do solo [40]. .....	109
Figura 7.3 - Mecanismo de desenvolvimento de uma descarga atmosférica para a terra [40]. .....	110
Figura 7.4 - Gráfico da probabilidade acumulada das amplitudes da corrente de descarga [2]. .....	112
Figura 7.5 - Forma típica de uma onda de descarga atmosférica [41].....	113
Figura 7.6 - Modelo Eletrogeométrico [32]. .....	115
Figura 7.7 - Modelo Eletrogeométrico em que à falha da blindagem da linha [40]. .....	116
Figura 7.8 - Modelo Eletrogeométrico com blindagem eficaz [40]. .....	116
Figura 7.9 - Impacto de uma descarga atmosférica sobre um condutor [32]. .....	117
Figura 7.10 - Impacto de uma descarga atmosférica sobre um cabo de guarda [32]. ....	119
Figura 7.11 - Distribuição da corrente de descarga pelos apoios [33]. .....	120
Figura 7.12 - Apoio de linha dupla [39].....	122
Figura 7.13 - Apoio de linha simples [32]. .....	123



# Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Relação entre o nível de poluição e a linha de fuga.....	13
Tabela 3.1 - Valores da Constante do Material Condutor.....	30
Tabela 3.2 - Valores da Temperatura Final e do Coeficiente de Temperatura .....	30
Tabela 4.1 - Valores da pressão dinâmica do vento .....	42
Tabela 4.2 - Valores do coeficiente de forma .....	42
Tabela 5.1 - Características dos Condutores e Cabo de Guarda .....	61
Tabela 5.2 - Características eletromecânicas dos isoladores .....	69
Tabela 5.3 - Tração máxima dos condutores e cabo de guarda .....	71
Tabela 5.4 - Estados atmosféricos .....	72
Tabela 5.5 - Parâmetros dos condutores em cada cantão da linha .....	74
Tabela 5.6 - Flexa máxima dos condutores .....	74
Tabela 5.7 - Parâmetro do cabo de guarda em cada cantão da linha .....	76
Tabela 5.8 - Flecha máxima do cabo de guarda.....	77
Tabela 5.9 - Tensão máxima permanente dos condutores em cada vão da linha .....	79
Tabela 5.10 - Tensão máxima permanente do cabo de guarda em cada vão da linha .....	80
Tabela 5.11 - Verificação da distância mínima entre os condutores e o cabo de guarda..	81
Tabela 5.12 - Esforços atuantes e esforços máximos de todos os apoios da linha .....	88
Tabela 5.13 - Ângulo do desvio transversal das cadeias de suspensão .....	90
Tabela 5.14 - Verificação das distâncias mínimas entre condutores .....	91
Tabela 6.1 - Valores máximos admissíveis de exposição a campos elétricos e magnéticos .....	103



# Abreviaturas e Unidades

## Lista de abreviaturas

ACS	<i>Aluminium Cladded Steel</i>
ACSR	<i>Aluminium Cable Steel Reinforced</i>
AGS	<i>Armour Grip Suspension</i>
AT	Alta Tensão
CEM	Campos Eletromagnéticos
CIA	Circular de Informação Aeronáutica
EDP	Energias de Portugal
F.E.M	Força Eletromotriz
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
ICN	Instituto de Conservação da Natureza
ICNIRP	<i>International Commission on Non-Ionising Radiation Protection</i>
MT	Média Tensão
OMS	Organização Mundial de Saúde
OPGW	<i>Optical Ground Wire</i>
RE	Regime Especial
REN	Redes Energéticas de Portugal
RSLEAT	Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão
SE	Subestação
SEE	Sistema Elétrico de Energia
SPEA	Sociedade Portuguesa para o Estudo das Aves

## Lista de unidades

$\Omega$	Ohm
°	Grau

°C	Grau Celsius
A	Ampere
cm	Centímetro
daN	DecaNewton
daP	DecaPascal
F	Farad
g	Grado
H	Henry
Hz	Hertz
kA	Quiloampere
kg	Quilograma
kgf	Quilogramaforça
km	Quilómetro
kV	Quilovolt
kW	Quilowatt
m	Metro
mm	Milímetro
MW	Megawatt
N	Newton
Pa	Pascal
rad	Radiano
S	Siemens
s	Segundo
T	Tesla
V	Volt
W	Watt

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1. Enquadramento da Dissertação

Uma linha aérea de transmissão de energia é projetada para garantir um nível de isolamento superior ao valor instantâneo máximo de tensão associado ao regime normal de funcionamento. O nível de isolamento é escolhido em função das sobretensões previsíveis, quer de origem interna, quer de origem externa, ao Sistema Elétrico de Energia (SEE).

No que toca às sobretensões de origem interna, estas podem ser causadas por correntes e por tensões transitórias resultantes de ações de manobra de disjuntores, da propagação de correntes harmónicas e de fenómenos de ressonância. As sobretensões de origem externa resultam geralmente de descargas atmosféricas.

Ao longo dos anos, os efeitos das descargas atmosféricas sobre as linhas de transmissão têm sido alvo de investigação e de diversos estudos devido às graves perturbações que podem causar [1].

Uma descarga atmosférica sobre um componente de uma rede elétrica provoca a injeção de uma corrente de elevada amplitude e curta duração, gerada pelo estabelecimento de um arco elétrico (arco de retorno) através de um canal ionizado formado entre uma nuvem de trovoadas e o ponto de impacto. A corrente anteriormente referida produz ondas que se propagam pelos condutores contíguos ao ponto de impacto, aos quais está associada uma impedância característica (impedância de onda). Este fenómeno produz ondas de tensão, cuja amplitude corresponde ao produto da impedância de onda pelo valor instantâneo da intensidade da corrente [2].

As linhas aéreas de alta tensão têm, para além dos condutores de fase, cabos de guarda colocados estrategicamente por cima dos condutores para minimizar os efeitos das descargas atmosféricas. Estes cabos são normalmente ligados à terra em todos os apoios da linha, criando assim caminhos preferenciais para as elevadas correntes de descarga. A existência dos cabos de guarda não exclui, contudo, a possibilidade de ocorrência de descargas diretas sobre os

condutores de fase (falha de blindagem), nem o aparecimento de arcos elétricos nos terminais das cadeias de isoladores, originando correntes de defeito (normalmente para a terra) detetáveis pelos sistemas de proteção. Estes fenómenos reduzem a qualidade de serviço pois provocam interrupções no fornecimento de energia elétrica aos utilizadores.

### 1.2. Motivação e Objetivos

A energia elétrica tem vindo a ser utilizada com grande vantagem para o Homem há mais de 100 anos. A sua utilização generalizada está indiscutivelmente na base dos maiores progressos a que humanidade alguma vez assistiu nos domínios científico, tecnológico, económico e social. Pode-se afirmar que a utilização generalizada da energia elétrica representa um virar de página civilizacional ímpar na história da humanidade.

A exploração das redes elétricas de energia é um processo que exige da parte da entidade responsável, ações de planeamento, projeto e licenciamento de novas instalações elétricas. De facto, com a evolução socioeconómica, é cada vez mais uma exigência que os serviços prestados sejam de qualidade, regra à qual não foge o setor energético. Assim, o explorador da rede elétrica deve ser capaz de elevar a qualidade com que distribui a energia, garantindo que nenhuma carga fica por alimentar, mesmo quando é necessário, por diversas razões, interromper troços de linhas.

Esta dissertação consiste na elaboração de um projeto de uma linha aérea de alta tensão, nas suas componentes elétricas e mecânicas. Para além deste projeto irei dedicar especial atenção ao estudo dos principais benefícios e efeitos relacionados com a utilização de cabo de guarda em linhas aéreas de alta tensão, bem como aos sistemas de terra mais utilizados hoje em dia, neste tipo de projetos.

Os principais objetivos a serem alcançados durante o desenvolvimento deste projeto são os seguintes:

- Análise de documentação técnica e regulamentar relacionada com o projeto de linhas aéreas;
- Análise de projetos de linhas aéreas e subterrâneas de alta tensão;
- Estudo do cálculo mecânico dos condutores;
- Estudo do cálculo mecânico de um apoio;
- Elaboração do projeto de uma linha aérea de alta tensão;
- Estudo dos principais benefícios e efeitos relacionados com a utilização de cabo de guarda em linhas aéreas de alta tensão.

### 1.3. Estrutura da Dissertação

A presente monografia encontra-se estruturada em 8 capítulos apresentando no início um resumo que sintetiza o alcance do trabalho realizado.

No capítulo 1 salienta-se o interesse do estudo e algumas considerações gerais sobre o impacto das descargas atmosféricas em linha aéreas de alta tensão. Também é apresentada a motivação do problema em análise e os objetivos do trabalho.

No capítulo 2 são apresentados os conceitos gerais sobre linhas aéreas de alta tensão, como as fases constituintes de um projeto deste tipo e os principais elementos constituintes das linhas.

No capítulo 3 apresentam-se os fundamentos teóricos relacionados com cálculo elétrico, como a intensidade de corrente, a queda de tensão, constantes físicas, entre outros.

No capítulo 4 apresentam-se os fundamentos teóricos relacionados com o cálculo mecânico de condutores e as distâncias mínimas regulamentares.

No capítulo 5 é apresentada a memória descritiva e justificativa do projeto de linha aérea de alta tensão em estudo.

No capítulo 6 é feita uma breve abordagem sobre o impacto de uma linha aérea no meio ambiente em que se insere.

No capítulo 7 é analisado o fenômeno das descargas atmosféricas, a sua origem e formação, e é feita uma pesquisa sobre a utilização de cabo de guarda e as suas consequências em linha aéreas de alta tensão.

No capítulo 8 são apresentadas as principais conclusões deste trabalho, bem como propostas relevantes para futuros desenvolvimentos.

As referências bibliográficas e os anexos surgem no final do documento





## Capítulo 2

# Conceitos Gerais Sobre Linhas Aéreas de Alta Tensão

### 2.1. Generalidades

Uma “linha elétrica” é por definição (RSLEAT) o conjunto de condutores, isolantes, acessórios e suportes destinados ao transporte e distribuição de energia elétrica entre dois pontos distintos.

O desempenho elétrico das linhas está diretamente relacionado com as características dos seus componentes e com a sua configuração geométrica. Por um lado, temos a suportabilidade elétrica dos isoladores e o desempenho técnico, por outro lado, temos a capacidade de suportar as solicitações mecânicas a que são submetidas [3].

As linhas aéreas de alta tensão são constituídas essencialmente por condutores, cabos de guarda, cadeias de isoladores, apoios e fundações. Normalmente, o seu projeto engloba a escolha das características e o número destes elementos.

Uma vez que o isolamento das linhas aéreas é feito maioritariamente pelo ar, estas são de um modo geral o método mais económico de transmissão de energia.

Na elaboração de um projeto de uma linha de alta tensão é necessário satisfazer certos critérios e condições. As principais condições que se deve ter em atenção são:

- **Condições térmicas** - relacionadas com as potências elétricas associadas ao projeto, tensões, níveis de equipamento, perdas de energia, limites de queda de tensão, rendimentos e tudo o que é específico da área técnica da engenharia;
- **Condições de segurança** - relacionadas por exemplo com a distância entre condutores, entre os condutores e o solo ou entre os condutores e outras linhas. Estas condições também relacionam a distância a zonas civis, rios, estradas, etc.;
- **Condições económicas** - prendem-se com o facto de se tentar atingir os menores encargos financeiros possíveis;

- **Condições burocráticas** - relacionadas com tudo o que é necessário fazer para ultrapassar os problemas legais, por exemplo, pedidos de autorização para a colocação de apoios em terrenos particulares;
- **Condições ambientais** - relacionadas com a instalação da linha no meio ambiente e a sua preservação.

Atualmente é o Departamento de Planeamento de Redes da EDP Distribuição que projeta futuras expansões, sendo depois a equipa da Direção de Projeto e Construção de Linhas responsável pela sua execução. A necessidade de projetar uma nova linha pode ter vários motivos como, a ligação de novos clientes, a ligação de produtores em RE (regime especial), a modificação do traçado de linhas já existentes, interligação de linhas ou a melhoria dos indicadores da qualidade de serviço (por exemplo, o aparecimento de nova subestação).

## 2.2. Descrição do Projeto

A construção de uma linha aérea de alta tensão destina-se a criar um ativo que vai ser explorado ao longo da sua vida útil, desenvolve-se em diversas fases, nomeadamente, o projeto, o licenciamento, a implementação do projeto no terreno, a exploração e manutenção da linha e, eventualmente, a sua desativação [4].

### 2.2.1. Projeto

Durante a fase de projeto faz-se a escolha do traçado, o levantamento topográfico, o desenho do perfil, a distribuição dos apoios e respetivo cálculo mecânico e elétrico.

### 2.2.2. Licenciamento

Após a realização do projeto de uma linha aérea de alta tensão é imprescindível o licenciamento das infraestruturas junto do Ministério da Economia. Por sua vez o Ministério da Economia reencaminha a informação relativa à linha para as seguintes entidades:

- Câmara Municipal;
- Instituto de Infraestruturas Rodoviárias;
- Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional;
- Força Aérea Portuguesa;
- Administração da Região Hidrográfica;
- Instituto Português do Património Arquitetónico;
- Outras entidades, dependendo das infraestruturas.

Após a avaliação do projeto por todas as entidades referidas e cumpridos todos os formalismos legais, não existindo reclamações é emitido pelo mesmo Ministério uma licença relativa à construção da linha.

### **2.2.3. Implementação do Projeto no Terreno**

As atividades necessárias à implementação do projeto de construção de uma linha aérea de alta tensão incluem as seguintes etapas:

- Trabalhos topográficos - incluem a piquetagem, ou seja, a marcação dos apoios, covas, bissetrizes e alinhamentos;
- Instalação do estaleiro e parque de material;
- Reconhecimento, sinalização e abertura de acessos;
- Abertura de valas - realizada com recurso a retroescavadoras;
- Construção de maciços de fundação e montagem das bases. Esta atividade inclui a instalação da ligação à terra e envolve operações de betonagem no local. O dimensionamento das fundações encontra-se normalizado para situações correntes e é calculado para situações geológicas particulares;
- Montagem e colocação dos apoios - inclui o transporte, montagem (no caso de estruturas metálicas), levantamento dos apoios e montagem de conjuntos sinaléticos. Os apoios (ou partes dos apoios metálicos) são transportados para o local em camiões e instalados com o auxílio de gruas ou mastros de carga;
- Instalação de cabos - inclui o desenrolamento, regulação e fixação dos cabos condutores e do cabo de guarda. Esta atividade é realizada com os cabos em tensão mecânica, assegurada pelo equipamento de desenrolamento de cabos apropriado, constituído por guincho e freio. No caso de cruzamento de estradas, linhas férreas ou linhas telefónicas, são montados pórticos para proteção destes obstáculos e dos cabos.
- Colocação de dispositivos de proteção à avifauna, bolas de balizagem e separadores;
- Desmatção e abertura de faixa - a desmatção e o abate de árvores ocorrem ao longo da faixa de proteção da linha.

### **2.2.4. Exploração e Manutenção da Linha**

A exploração da linha é realizada em tempo real pela Direção de Despacho e Condução da EDP Distribuição, sendo as manobras nos órgãos de comando e corte realizadas através de telecomando. Durante o período de funcionamento da linha, existem ações programadas de inspeção e vistoria. Estas ações, também chamadas de inspeções de rotina, são apresentadas a seguir:

- Inspeção periódica do estado de conservação da linha para deteção de situações suscetíveis de afetar o seu funcionamento ou a segurança de pessoas e bens;
- Observação da faixa de proteção;
- Substituição de componentes deteriorados, como por exemplo, cadeias de isoladores;
- Execução do Plano de Manutenção da Faixa de Proteção, incluindo possíveis intervenções de corte de vegetação.

### 2.2.5. Desativação da Linha

Este tipo de infraestruturas apresenta um tempo de vida útil longo, não menos de 30 anos, sendo difícil prever, com rigor, uma data para a sua eventual desativação ou abandono. Existem ainda situações alternativas como a possibilidade da linha ser enterrada ou parcialmente desmontada caso surja uma nova subestação ou interligação.

## 2.3. Elementos Constituintes das Linhas

As linhas aéreas de alta tensão são constituídas pelos seguintes elementos principais:

- Condutores e cabos de guarda;
- Cadeias de isoladores;
- Apoios, metálicos ou em betão armado, respetivas armações e fundações;
- Sistema de ligação à terra, por varetas revestidas de cobre e cabos de cobre;
- Acessórios de fixação (pinças de amarração e de suspensão, mangas de reparação);
- Amortecedores de vibração;
- Conjuntos sinaléticos;
- Balizagem aeronáutica dos cabos e dos apoios, diurna e noturna, nos casos em que é obrigatória;
- Dispositivos de proteção à avifauna, nos casos em que se justifique.

### 2.3.1. Condutores

Os condutores são os elementos responsáveis pela condução da energia elétrica. Nas linhas aéreas de alta tensão utilizam-se condutores nus, ou seja, sem revestimento, uma vez que para tensões superiores a 60 kV, os condutores isolados podem sofrer alterações irreversíveis das suas características e também devido ao facto de serem bastante mais caros. A utilização de condutores isolados pode-se justificar em circunstâncias em que seja efetivamente aconselhado o seu uso, como em zonas muito urbanizadas [5].

Podem ser constituídos por um fio ou por um conjunto de fios que podem ser apenas de um tipo de metal ou de vários [6]:

- **Condutor isolado** - condutor que é revestido por uma ou várias camadas isolantes;
- **Condutor nu** - condutor sem isolamento exterior;
- **Condutor multifilar** - condutor constituído por vários fios não isolados entre si;
- **Condutor unifilar** - condutor constituído por um só fio;
- **Condutor homogéneo** - condutor constituído por um único tipo de metal;
- **Condutor heterogéneo ou não homogéneo** - condutor constituído por mais do que um tipo de metal.

Os condutores unifilares apresentam um diâmetro menor e um peso maior em relação aos multifilares. No sentido oposto, os condutores multifilares apresentam um diâmetro maior mas ao mesmo tempo uma secção menor e uma resistência mecânica superior, por serem mais flexíveis que os condutores unifilares.

Na execução de linhas aéreas de alta tensão são utilizados condutores multifilares, homogéneos ou heterogéneos. Os metais geralmente utilizados são o cobre, ligas de cobre, alumínio e ligas de alumínio. Atualmente o condutor mais utilizado é o alumínio-aço, também designado por A.C.S.R (*Aluminium Cable Steel Reinforced*) (Figura 2.1), onde a condutividade elétrica é assegurada pelas camadas de alumínio, enquanto a alma de aço contribui para uma maior resistência mecânica do cabo.

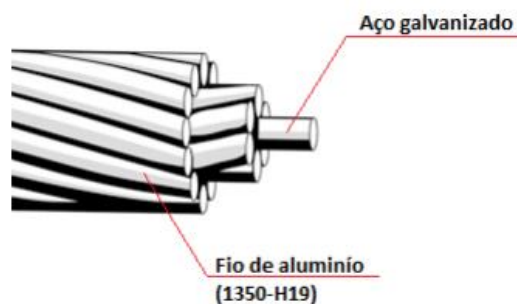


Figura 2.1 - Constituição de um cabo ACSR [7].

### 2.3.2. Cabo de Guarda

A principal função dos cabos de guarda numa linha aérea de alta tensão é interter uma possível descarga atmosférica, impedindo-a que atinja diretamente os condutores, que na maioria dos casos dará origem a contornamentos e subsequentes curto-circuitos, reduzindo assim a possibilidade de ocorrência de interrupções no fornecimento de energia elétrica [3]. Ao serem atingidos por uma descarga atmosférica, têm a capacidade de escoar a onda de corrente através dos elétrodos de terra presentes nos sistemas de terra de cada apoio. Os cabos

de guarda podem também ser usados para comunicação com subestações ou outra qualquer estação automatizada, sendo nestes casos necessário que possuam um cabo de fibra ótica no seu interior.

Além destas funções, os cabos de guarda contribuem para a redução da indução (na ordem dos 15% a 25%) em circuitos de telecomunicações presentes na vizinhança da linha.

Os cabos mais utilizados para a função de proteção e transferência de dados, são os OPGW (*Optical Ground Wire*). Um cabo OPGW contém uma estrutura tubular com uma ou mais fibras óticas no seu interior, sendo rodeado por camadas de aço e fios de alumínio.

Quando não há interesse em transferir dados entre linhas, o cabo de guarda mais implementado é o ACSR [7]. A Figura 2.2 representa um cabo OPGW.



Figura 2.2 - Exemplo de um cabo OPGW [7].

### 2.3.3. Isoladores

Os isoladores são os elementos das linhas que têm a função de evitar a passagem de corrente elétrica dos condutores para os apoios e ao mesmo tempo suportar mecanicamente os cabos. A escolha dos isoladores é condicionada pelo nível de poluição da zona onde a linha será implantada, uma vez que este é um parâmetro que agrava o perigo de contornamento, obrigando a um dimensionamento mais cuidadoso.

Quanto ao tipo de isolador, este poderá ser um isolador rígido ou uma cadeia de isoladores. A Figura 2.3 representa de forma esquemática estes dois tipos de isoladores.

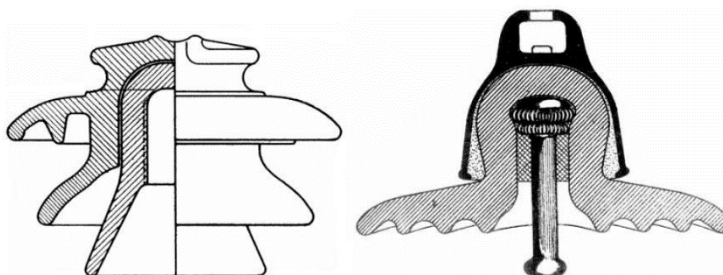


Figura 2.3 - Tipos de isoladores. Lado esquerdo: isolador rígido; lado direito: isolador para acoplamento em cadeia [34].

Embora mais baratos, os isoladores rígidos têm caído em desuso uma vez que em caso de defeito no isolamento, é necessário substituir o isolador completo. Já nas cadeias de isoladores, apenas é necessário substituir a campânula que apresenta defeito.

As cadeias são constituídas por vários isoladores de material cerâmico, como porcelana, vidro ou resinas artificiais, por componentes metálicos e pelo material ligante que as une. Além destes componentes, podem também possuir anéis de guarda (também designados por anéis de Nicholson) ou hastes de descarga, colocadas num ou noutro extremo da cadeia, ou em ambos, de modo a assegurar uma proteção contra possíveis arcos elétricos e uma melhor repartição da potência pelos elementos da cadeia [8] [3]. As hastes de descarga são também utilizadas para proteger as cadeias de isoladores em situações de descarga atmosférica, uma vez que a corrente de descarga ao encaminhar-se pela superfície da cadeia pode originar a sua destruição e um curto-circuito à terra [33].

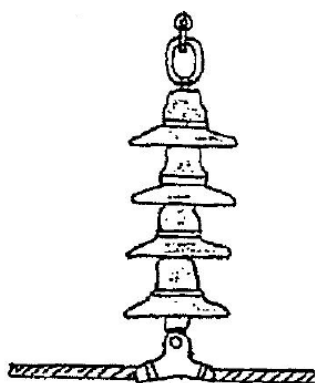
Independentemente da sua constituição ou configuração, os isoladores devem estar dimensionados de modo a resistirem aos esforços mecânicos atuantes, nomeadamente a ação do vento sobre os próprios isoladores e os esforços transmitidos pelos condutores.

Em linhas aéreas de alta tensão, aplicam-se dois tipos de cadeias de isoladores: cadeias de suspensão e cadeias de amarração.

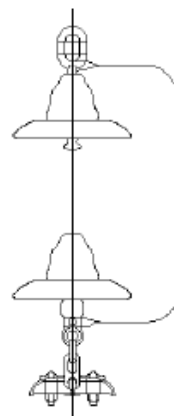
As cadeias de suspensão são ligadas ao braço do apoio e dispõem-se na vertical, paralelas ao apoio, sendo o condutor suspenso na extremidade inferior. Num cantão (conjunto de vãos compreendidos entre dois apoios com cadeias de amarração), apesar de o comprimento dos vãos não ser igual, considera-se que a tensão mecânica é constante uma vez que o deslocamento transversal das cadeias de suspensão compensa eventuais diferenças de tensão mecânica [9]. São utilizadas em apoios de alinhamento e têm a vantagem de apenas ser necessário instalar uma cadeia por condutor.

As cadeias de amarração fazem a ligação entre o condutor e o apoio praticamente na horizontal, sendo normalmente utilizadas em apoios sujeitos a esforços elevados, nomeadamente em apoios de ângulo, fim de linha, reforço e derivação. Os deslocamentos deste tipo de cadeia são praticamente inexistentes perante a variação do estado atmosférico.

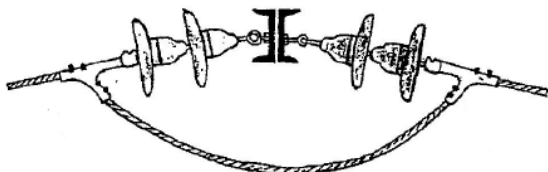
As Figuras 2.4, 2.5, 2.6 e 2.7 ilustram os dois tipos de cadeias de isoladores, as cadeias de suspensão e as cadeias de amarração.



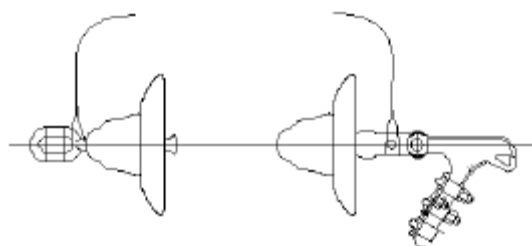
**Figura 2.4** - Cadeia de isoladores em suspensão [15].



**Figura 2.5** - Cadeia de isoladores em suspensão com haste de descarga [20].

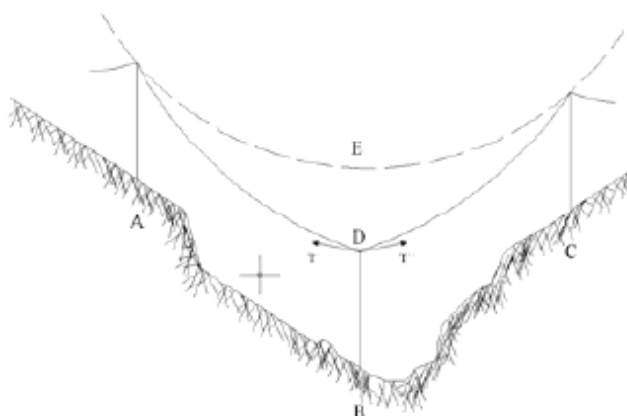


**Figura 2.6** - Cadeia de isoladores em amarração [15].



**Figura 2.7** - Cadeia de isoladores com haste de descarga [20].

No entanto existem situações em que é necessário utilizar cadeias de amarração em apoios de alinhamento. Uma dessas situações é quando se está na presença de locais com declive bastante acentuado, podendo levar a que as cadeias de suspensão fiquem enforcadas, ou seja, a cadeia de isoladores fica sujeita a uma força resultante ascendente em vez de descendente como seria de esperar. A Figura 2.8 ilustra um exemplo de um apoio enforcado.



**Figura 2.8** - Cadeia de isoladores do apoio B encontra-se enforcada [20].



O peso da cadeia de isoladores depende do número de elemento que a constituem. O número de elementos é calculado tendo em conta o isolador escolhido, consultando-se a folha de características do isolador e retirando-se a informação relativa à linha de fuga.

Para uma perfeita escolha do tipo de isolador a usar, é também necessário classificar a zona onde a linha será implantada quanto à poluição. Na Tabela 2.1 são apresentados os valores da linha de fuga em função do nível de poluição.

**Tabela 2.1** - Relação entre o nível de poluição e a linha de fuga.

Nível de Poluição	Linha de fuga específica mínima (mm/kV)
Fraca	16
Média	20
Forte	25
Muito forte	31

**a) Linha de fuga necessária**

O comprimento da linha de fuga é obtido a partir da expressão seguinte:

$$I_{fuga} = 20 * U \text{ [mm]} \quad (1)$$

Onde:

$U$  - Tensão Nominal da Linha [kV].

**b) Escolha dos isoladores em função da linha de fuga**

No caso dos isoladores rígidos a seleção deverá observar o comprimento da linha de fuga do isolador em comparação com o valor da linha de fuga necessária em função da tensão nominal e do nível de poluição local.

No caso dos isoladores de cadeia acoplados em série, sabendo qual a linha de fuga necessária podemos determinar quantos isoladores de cadeia serão necessários:

$$N^{\circ} \text{ isoladores} = \frac{I_{fuga}}{\text{linha de fuga}} \quad (2)$$

De seguida, são apresentados alguns incidentes que poderão decorrer de um mau dimensionamento ou de deficiente manutenção [5]:

- **Condutividade através da massa do isolador** - a corrente elétrica circula pela massa do isolador até ao apoio. Este incidente não é grave uma vez que o valor da corrente é desprezável;

- **Perfuração da massa do isolador** - este incidente é bastante grave, pois a corrente que circula já não é desprezável. Resulta da presença de impurezas na massa do isolador. Com o aumento do nível de tensão, este incidente tem maior probabilidade de acontecer;
- **Condutividade superficial** - está associada à acumulação de humidade, poeira e depósitos salinos (no caso de estar próximo do mar) à superfície dos isoladores. É possível atenuar este fenómeno, conferindo aos isoladores formas e dimensões adequadas de modo a aumentar o comprimento da linha de fuga;
- **Descarga disruptiva e contornamento** - este incidente ocorre quando se forma um arco elétrico entre o condutor e o apoio, através do ar que os separa, cuja rigidez dielétrica, em determinadas situações não é suficiente para o evitar. Um conveniente afastamento entre condutores e apoios é um modo de evitar este fenómeno.

#### 2.3.4. Apoios

Nas linhas aéreas de alta tensão são utilizados apoios de duas naturezas diferentes: apoios de betão e apoios metálicos.

Os apoios de betão apresentam a vantagem de ocuparem menos espaço e são por isso mais facilmente aceites pelos proprietários dos terrenos onde são implantados. São também vantajosos do ponto de vista económico, uma vez que são mais baratos do que os apoios metálicos. Por outro lado, o seu transporte para o terreno é complicado porque não podem ser desmontados, e quando o seu comprimento é elevado e o local de destino é de difícil acesso, a sua instalação pode ser um verdadeiro desafio.

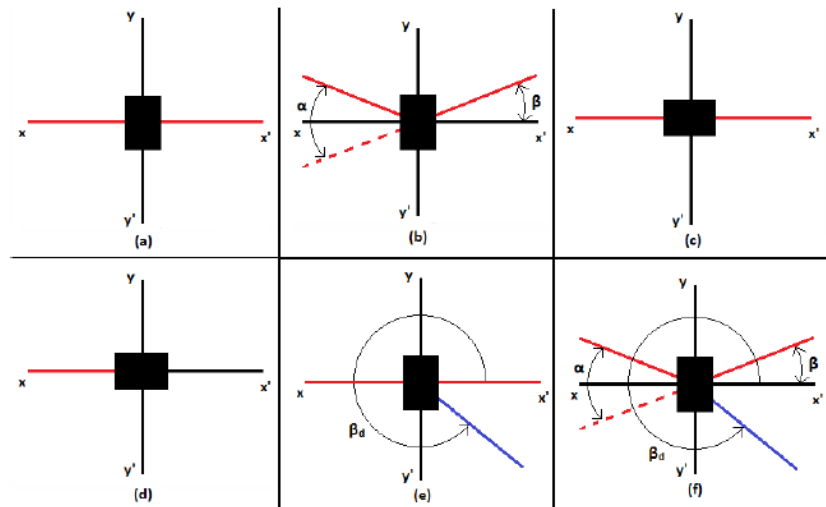
Os apoios metálicos ultrapassam esta desvantagem dos apoios de betão, uma vez que podem ser transportados por módulos e montados no local de instalação. No entanto são apoios que apresentam bases de grandes dimensões e preço mais elevado.

A altura dos apoios é variável, conforme a topografia do terreno e os obstáculos que a linha tem que atravessar.

Numa linha aérea existem vários tipos de apoios com diferentes funções [6]:

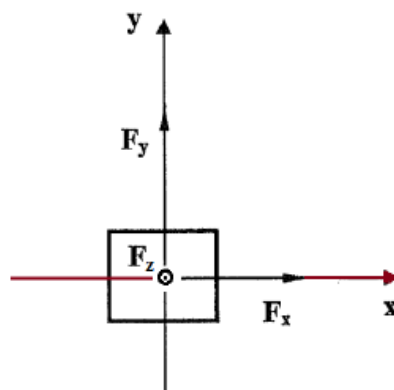
- **Apoio de ângulo** - apoio situado num ângulo da linha;
- **Apoio de derivação** - apoio onde se estabelece uma ou mais derivações da linha;
- **Apoio de fim de linha** - apoio capaz de suportar a totalidade dos esforços transmitidos pelos condutores, cabos de guarda e restantes acessórios de um só lado da linha;
- **Apoio de reforço** - apoio que suporta esforços ao ponto de ser capaz de reduzir as consequências negativas em caso de rutura de um cabo ou condutor;
- **Apoio de travessia ou cruzamento** - apoio que limita um vão ou cruzamento. Utilizados para fazer cruzamentos de linhas.

A Figura 2.9 pretende representar as várias funções dos apoios.



**Figura 2.9** - Funções dos apoios: (a) - Apoio de alinhamento; (b) - Apoio de ângulo; (c) - Apoio de reforço de alinhamento; (d) - Apoio de fim de linha; (e) - Apoio de derivação em alinhamento; (f) - Apoio de derivação em ângulo [34].

Durante o desempenho das suas funções, cada apoio é sujeito a um conjunto de esforços com origem em diversos fatores. Uma vez que os apoios são os elementos das linhas que suportam os condutores e restantes acessórios, sofrem solicitações verticais ( $F_z$ ) que correspondem, por um lado, ao peso dos condutores e restantes acessórios, e por outro lado aos depósitos de gelo que se podem formar sobre os mesmos, em determinadas zonas geográficas. Existem também esforços transversais ( $F_y$ ) que correspondem à ação do vento quando este é perpendicular à linha ou quando os condutores formam um ângulo no apoio. Por último, temos os esforços longitudinais ( $F_x$ ) que correspondem às tensões exercidas pelos condutores e cabos de guarda quando estamos perante dois vãos adjacentes que não têm o mesmo comprimento, a mesma tração nos condutores ou quando se trata de uma situação de fim de linha. A Figura 2.10 representa os três tipos de esforços que os apoios estão sujeitos [11].



**Figura 2.10** - Solicitações aplicadas sobre um apoio [34].

### 2.3.5. Sistemas de Terras

A ligação à terra dos sistemas elétricos tem como objetivo garantir a segurança de pessoas, equipamentos e instalações, consistindo na criação de um ponto comum e de referência entre as partes eletricamente condutoras e a terra.

Para prevenir ocorrências que não garantam a segurança dos elementos descritos, ter-se-ão de projetar ligações à terra eficazes e que assegurem, por um lado, que as pessoas que estejam nas proximidades de instalações elétricas não sejam expostas a tensões de passo e de contacto superiores aos máximos admissíveis face à temporização das proteções existentes e ao valor presumível de resistividade média do terreno onde se encontra a instalação, e por outro lado que escoem para a terra em circunstâncias normais correntes elétricas, sem afetar os equipamentos ou a continuidade de serviço.

Nas linhas aéreas AT, todos os elementos metálicos (normalmente fora de tensão) necessários ao suporte dos condutores e ao seccionamento e proteção das linhas, têm de ser ligadas à terra.

Tratando-se de apoios de betão armado, os suportes metálicos dos isoladores devem ser ligados a terra do próprio apoio. Devem ainda ser ligados a terra dos apoios, as estruturas metálicas dos aparelhos de corte ou de manobra. Esta ligação é assegurada interligando-se o terminal de terra existente na parte inferior do apoio com o eléctrodo de terra, através de cabo de cobre nu. Os postes metálicos devem ser ligados à terra, interligando-se os terminais de terra existentes em cada um dos montantes aos eléctrodos de terra, e interligando-os entre si. Na base do apoio, deverá ainda existir, uma malha ou plataforma equipotencial colocada por debaixo do punho de comando da aparelhagem de corte ou de manobra. Em zonas públicas ou frequentadas, o valor da resistência de terra não deve exceder 20 Ohm [12].

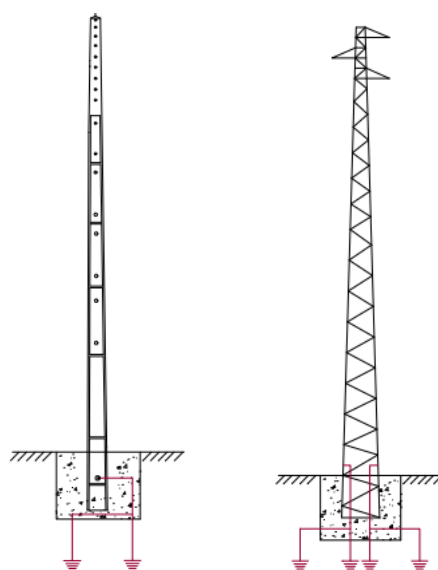


Figura 2.11 - Ligação à terra de apoios de betão e metálicos, respetivamente

### a) Eléktrodos de Terra

Os sistemas de terra são constituídos por um (ou vários) eléctrodo(s) de terra enterrado(s), e por condutores de terra, que ligam os eléctrodos aos respetivos equipamentos e instalações AT da EDP Distribuição.

Os eléctrodos de terra são constituídos por materiais metálicos enterrados no solo, podendo estes ser em cobre, aço galvanizado, ou aço revestido a cobre perfeitamente aderente ou outro material apropriado (ferro zincado ou ferro fundido, por exemplo) [12].

As dimensões mínimas dos eléctrodos de terra garantem, em princípio, que os eléctrodos:

- Não são danificados pelas correntes de defeito que os atravessam;
- Têm resistência mecânica suficiente;
- Não são prematuramente inutilizados por eventual corrosão química.

Os eléctrodos de terra podem ser classificados em dois tipos [12]:

- **Eléktrodos de terra horizontais:** eléctrodos enterrados, geralmente até a uma profundidade de cerca de 1 metro (normalmente cabos nus, constituídos por condutores maciços ou multifilares, com configuração em serpentina ou estrela);
- **Eléktrodos de terra verticais:** eléctrodos enterrados, geralmente a uma profundidade superior a 1 metro (normalmente varetas, simples ou extensíveis, com configuração isolada ou em paralelo).

As Figuras 2.12, 2.13, 2.14 e 2.15 ilustram as diferentes configurações de eléctrodos de terra.



Figura 2.12 - Vareta simples ou extensível [12].



Figura 2.13 - Vareta em paralelo [12].



Figura 2.14 - Serpentina simples [12].



Figura 2.15 - Serpentina dupla [12].

A escolha do tipo de elétrodo de terra mais adequado para uma determinada utilização, deve ter em atenção as características do terreno (dureza e resistividade), bem como a resistência mecânica, elétrica e a resistência à corrosão do elétrodo.

A nível das características do terreno, a resistividade do solo (que depende do tipo de solo) e a sua humidade, são as que mais influenciam o valor da resistência de terra do elétrodo [12]. Na escolha do tipo e configuração de eléctrodos a utilizar, deverá ter-se em conta o espaço disponível para a sua instalação.

Os eléctrodos de terra devem, sempre que possível, ser enterrados nas partes mais húmidas dos terrenos disponíveis, afastados de depósitos ou locais de infiltração de produtos que os possam corroer (fumeiros, estrumeiras, nitreiras, produtos químicos, coque, etc.) e longe de locais de presença, passagem ou permanência habitual de pessoas e/ou animais.

A determinação, ainda que de uma forma aproximada, da adequação de diferentes tipos de eléctrodos de terra aos valores máximos regulamentares de resistência de terra das instalações e equipamentos permite concluir os seguintes aspetos mais relevantes [12]:

- No caso de solos de resistividade baixa (até 200/300  $\Omega.m$ ), a utilização de varetas simples ou extensíveis, com configuração isolada ou em paralelo, é a solução mais adequada;
- No caso de solos de resistividade mais elevada (até 500  $\Omega.m$ ), poderá ser utilizado cabo nu (secção mínima de 25 mm<sup>2</sup>) - configuração em serpentina - desde que a natureza do solo e o espaço disponível permita a abertura de vala com a dimensão necessária;
- Considera-se, porém que, quando possível, se deverá dar preferência à utilização de cabo nu (secção mínima de 25 mm<sup>2</sup>) - configuração em estrela. De facto, para além desta solução se adequar melhor a solos de resistividade mais elevada (próxima dos 1000  $\Omega.m$ ), está mais vocacionada para situações em que, por razões de limitação de

espaço disponível, não é possível a abertura de vala que permita a adoção da configuração em serpentina;

- No caso de solos de alta resistividade (acima de  $1000 \Omega.m$ ), deverá procurar-se soluções mais eficazes para redução da resistência de terra, tais como, por exemplo, enterramento do eletrodo a grande profundidade com recurso a furos artesianos (se a resistividade do terreno for baixa a essa profundidade, como resultado comprovado de medições a efetuar).

#### **b) Ligação dos Cabos de Guarda**

Os cabos de guarda deverão ser ligados individualmente ao circuito de terra de cada um dos apoios através do terminal de terra aéreo existente nos apoios de betão, ou, à estrutura metálica de fixação destes cabos.

A ligação à terra deverá ser efetuada através de fio de cobre ou do mesmo material do cabo de guarda, de secção pelo menos equivalente à deste.

A intensidade de corrente máxima que percorre os cabos de guarda, na ocorrência de um curto-circuito fase-terra, deverá ser tomada como 75% do valor da corrente de defeito fase-terra, assumindo-se que toda a corrente flui pela secção de alumínio nos cabos de guarda em alumínio-aço.

### **2.3.6. Fundações**

Os maciços de fundação têm a função de transmitir ao solo os esforços resultantes de todas as solicitações exteriores que lhes são aplicadas, como forças de tração, forças devidas à ação do vento, peso dos apoios e de todos os componentes que lhe estão associados. Assim, os maciços de fundação devem ser convenientemente dimensionados de modo a que, sob o efeito das solicitações máximas a que forem submetidos, não se verifiquem aumentos perigosos das flechas dos condutores, nem o possível derrubamento do apoio.

Os critérios que se devem ter em conta no dimensionamento de maciços de fundação são, nomeadamente:

- Natureza do terreno;
- Responsabilidade da linha na rede elétrica;
- Função do apoio;
- Esforços envolvidos;
- Altura do apoio.

O cálculo do dimensionamento das fundações não será aqui objeto de maior pormenorização, uma vez que normalmente não é realizado pelo projetista, sendo que as dimensões das fundações vêm já especificadas para o respetivo apoio.



## Capítulo 3

# Cálculo Elétrico

### 3.1. Objetivo

As linhas elétricas possuem um conjunto de características que são influenciadas pelo traçado da linha, uma vez que este pode fazer variar o seu comprimento ou o tipo de apoio a utilizar.

O cálculo elétrico de uma linha aérea de alta tensão representa uma etapa bastante importante e tem como objetivo determinar as características elétricas da linha, como a resistência elétrica, reatância indutiva, intensidade de corrente máxima admissível, perdas de energia e quedas de tensão.

### 3.2. Tensão de Transporte

O aspeto económico é muito importante em projetos de linhas aéreas, e sabe-se que quanto maior for o nível de tensão, para uma dada potência a transmitir, menor será a secção mínima dos condutores. A diminuição da secção dos condutores conduz a uma redução dos custos da linha, não só pelo facto de condutores de menor secção serem mais baratos, mas também porque desta maneira se diminui o peso da linha e consequentemente os esforços sobre os apoios, permitindo utilizar apoios economicamente mais baratos. Por outro lado, o aumento do nível de tensão implica um aumento significativo do custo dos isoladores e uma maior distância entre condutores, que se traduz num aumento do custo dos apoios [14]. Decorre destas condições que a tensão mais económica é definida por uma condição de equilíbrio.

De acordo com o artigo 83º do Decreto-Lei n.º 43335, de 19 de Novembro de 1960: “Os valores nominais das tensões a adotar no transporte ou na distribuição serão de 6000 V, 15000

V, 30000 V, 60000 V, 100000 V, 150000 V e 220000 V, devendo o material ser dimensionado para as tensões eficazes máximas definidas pela Comissão Eletrotécnica Internacional.”

A escolha do nível de tensão da linha deve então recair sobre um dos níveis de tensão normalizados e na que minimize o custo total da linha.

No caso em que uma linha se destine a ampliar uma rede já existente, ou se admite que futuramente se venha a ligar a ela, a solução mais corrente e mais económica é adotar o mesmo nível de tensão, uma vez que as vantagens que eventualmente podem resultar da utilização de um nível de tensão diferente, são atenuadas pelos encargos de instalação e exploração de estações transformadoras [15].

Uma maneira rápida para calcular o nível de tensão mais económico é a utilização da expressão de *Still*, representada a seguir.

$$U_{eco} = 5,5 * \sqrt{\frac{P}{100} + \frac{l}{1,069}} [kV] \quad (3)$$

Onde:

$P$  - Potência [kW];

$l$  - Comprimento da linha [km].

### 3.3. Secção dos Condutores

No que diz respeito à escolha da secção dos condutores, são vários os critérios a considerar. A primeira escolha prede-se com o material condutor a utilizar, pois a secção depende do material condutor escolhido. Atualmente usam-se dois materiais condutores nas linhas elétricas: o cobre e o alumínio. O alumínio é mais leve e mais barato do que o cobre, mas para as mesmas condições elétricas requer uma secção superior à do cobre. Ainda assim o alumínio é o material mais utilizado em linhas aéreas [14].

A secção escolhida deve satisfazer o especificado nas normas relativas ao aquecimento, à resistência mecânica dos condutores e à queda de tensão que não deve exceder determinados valores. A secção resultante da aplicação destes critérios é designada por secção técnica.

Outro critério está relacionado com a limitação das perdas a um determinado valor que minimize o custo total da linha: investimento inicial mais custo das perdas durante o período de vida útil. A secção resultante da aplicação deste critério é designada secção económica.

A secção escolhida pode ser a técnica ou a económica, dependendo do critério do projetista. Em qualquer caso, a secção económica só pode ser escolhida se for igual ou superior à secção técnica [14].

Em última análise, a escolha da secção está limitada à gama de secções normalizadas pelos fabricantes. Assim, depois da análise dos diversos critérios deve ser escolhida a secção

normalizada imediatamente a cima à obtida [15]. As empresas de transporte e distribuição de energia utilizam apenas algumas das secções apresentadas pelos fabricantes com o objetivo de reduzir os custos e uniformizar as soluções escolhidas [14].

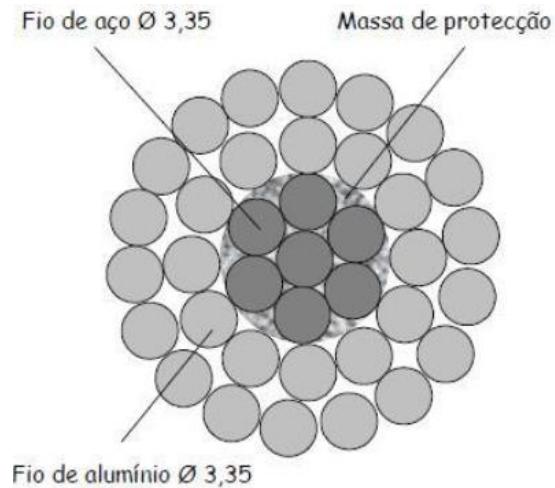


Figura 3.1 - Secção transversal do cabo ACSR 325 (BEAR) [13].

### 3.4. Geometria dos Condutores

A Figura 3.2 representa a geometria dos condutores de uma linha dupla, ou seja, formada por dois ternos ligados em paralelo.

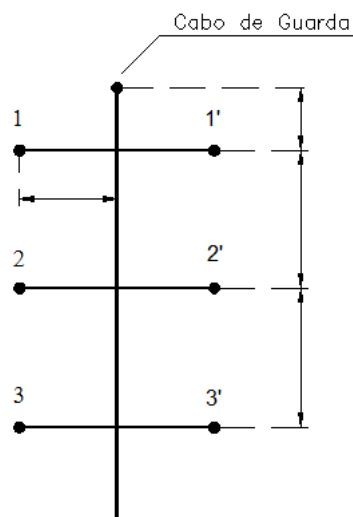


Figura 3.2 - Geometria dos condutores num apoio de linha dupla [15].

A distância equivalente entre condutores  $D$  é calculada por:

$$D = \sqrt[3]{D_1 * D_2 * D_3} \text{ [m]} \quad (4)$$

Onde:

$$D_1 = \frac{\sqrt{D_{1-2} * D_{1-2'} * D_{1-3} * D_{1-3'}}}{D_{1-1'}} [m] \quad (5)$$

$$D_2 = \frac{\sqrt{D_{2-1} * D_{2-1'} * D_{2-3} * D_{2-3'}}}{D_{2-2'}} [m] \quad (6)$$

$$D_3 = \frac{\sqrt{D_{3-1} * D_{3-1'} * D_{3-2} * D_{3-2'}}}{D_{3-3'}} [m] \quad (7)$$

O cálculo da distância D foi aqui introduzido pois é um dado necessário para o cálculo da indutância e para a reatância indutiva.

### 3.5. Caraterísticas Elétricas

A seleção dos condutores a utilizar numa linha aérea é função da energia a transmitir à carga. A utilização de cabo de guarda está reservada às linhas aéreas de tensão igual ou superior a 60 kV, onde se revelam eficazes na proteção contra descargas atmosféricas diretas. Idealmente, o número e tipo de cabos de guarda a utilizar depende da intensidade de corrente de curto-circuito devido à potência de curto-circuito considerada nas instalações terminais das linhas. No entanto, limitações de natureza mecânica impõem com alguma frequência a utilização de cabos de guarda deficitários perante uma descarga de corrente muito elevada.

Nesta secção pretende-se demonstrar o cálculo das caraterísticas elétricas de uma linha de transmissão, com vista à sua futura exploração.

#### 3.5.1. Intensidade de Corrente Nominal

A intensidade de corrente nominal depende da tensão nominal da linha e da potência instalada na carga, sendo a sua determinação obtida através da seguinte expressão:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U_n * \cos(\varphi)} [A] \quad (8)$$

Onde:

$I$  - Intensidade de corrente nominal [A];

$P$  - Potência transmitida pela linha [W];

$U_n$  - Tensão nominal da linha [V];

$\cos(\varphi)$  - Fator de potência (habitualmente 0,9).

Conhecida a intensidade de corrente, a densidade de corrente  $d$ , por fase, pode ser calculada a partir da equação (9).

$$d = \frac{I}{\sigma} \text{ [A/mm}^2\text{]} \quad (9)$$

Onde:

$I$  - Intensidade de corrente [A];

$\sigma$  - Secção do condutor [mm<sup>2</sup>].

Em função desta corrente de carga, será determinado qual o tipo de condutor adequado, para assegurar a transmissão de energia.

### 3.5.2. Cálculo Térmico

#### a) A múltipla dependência térmica

A linha elétrica pode ser considerada como um sistema onde as condições de funcionamento dependem do sistema envolvente, e que, a linha, através dos seus cabos, funcionará a uma determinada temperatura diferente da temperatura do sistema envolvente. Estando os dois sistemas em contacto, haverá uma transferência de energia entre ambos. O processo pelo qual a energia é transportada denomina-se como “Transmissão de Calor”. A entidade em trânsito, o calor, não pode ser medida ou observada diretamente, mas os efeitos por ela produzidos são suscetíveis à observação e à medida.

Todos os processos de transmissão de calor envolvem a transferência e a conversão de energia, assim, devem obedecer aos dois princípios básicos da Termodinâmica.

O primeiro princípio básico da termodinâmica estabelece que a energia não pode ser criada ou destruída, mas apenas modificada de uma forma para a outra. O segundo princípio centra-se na admissão da impossibilidade da transmissão de calor de uma região de baixa temperatura para outra de temperatura mais alta.

A transmissão de calor poder ser definida como a transmissão de energia de uma região para outra como resultado da diferença de temperaturas entre elas. São geralmente reconhecidos três modos distintos de transmissão de calor: condução, radiação e convecção.

Em muitas das situações que ocorrem na natureza, o calor não flui por um, mas sim por vários dos mecanismos simultaneamente, tendo a sua conjugação como resultado uma relação entre a temperatura de um sistema e a temperatura do meio envolvente, em contacto com esse sistema, como é o caso das linhas aéreas dispostas no espaço e sujeitas às condições ambientais.

Os cabos elétricos das linhas aéreas estão ainda sujeitos a um aquecimento adicional causado pela radiação solar, que se sobrepõe ao efeito térmico da corrente que os atravessa.

Vários estudos foram desenvolvidos para apurar uma expressão que permitisse avaliar matematicamente esta múltipla dependência. Num projeto de engenharia é fundamental quantificar a quantidade de calor transmitida na unidade de tempo para uma diferença de temperatura específica.

A múltipla dependência tem sido estudada por diversos especialistas, que relacionam o ganho e a perda de calor num cabo de uma linha aérea, obtendo equações de equilíbrio térmico para o mesmo.

A equação de equilíbrio mais comum, utilizada em projetos de engenharia deste tipo, foi estabilizada segundo o modelo por Kuipers-Brown e será abordada de seguida. Esta equação enquadra e permite a quantificação dos diversos mecanismos de transmissão de calor intervenientes no processo onde a linha se insere.

#### b) Equação de Equilíbrio segundo o Modelo de Kuipers-Brown

O modelo de Kuipers-Brown propõe uma equação de equilíbrio, baseada e desenvolvida a partir dos princípios de transmissão de calor acima enunciados, fazendo depender a sua resolução das condições ambientais de cada local, das características dos cabos utilizados e da corrente que os atravessa.

Transformou-se a equação de equilíbrio de forma a apresentar resultados por metro de linha, isto é, tornando-a independente do comprimento de uma linha, e, portanto, mais simples de calcular para qualquer ponto da mesma, em função do diâmetro de qualquer cabo.

Assim a equação foi reduzida através de métodos empíricos, conforme se apresenta de seguida:

$$-C \frac{dT}{dt} - E \cdot \sigma \cdot \pi \cdot d \cdot (T^4 - T_A^4) + \sigma_{solar} \cdot G_i \cdot d - 8,55 \cdot (v \cdot d)^{0,448} \cdot (T - T_A) + R \cdot I^2 = 0 \quad (10)$$

Onde:

$C$  - Capacidade calorífica [ $J \cdot m^{-1} \cdot ^\circ K^{-1}$ ];

$T$  - Temperatura do cabo [ $^\circ K$ ];

$T_A$  - Temperatura ambiente (meio de arrefecimento), não variável com  $dt$  [ $^\circ K$ ];

$dT$  - Mudança de temperatura durante  $dt$ ;

$\sigma$  - Constante dimensional de Stefan-Boltzmann, com valor de  $5,7 \times 10^{-8} W \cdot m^{-2} \cdot ^\circ K^{-4}$ ;

$d$  - diâmetro do cabo [m]

$E$  - Emissividade ou poder emissivo em relação ao corpo negro (usualmente considera-se o valor de 0,6);

$\sigma_{solar}$  - Coeficiente de absorção solar (usualmente considera-se o valor de 0,5;

$G_i$  - Energia radiante incidente sobre uma superfície (usualmente considera-se uma radiação de 900 ou de 1000 W.m<sup>-2</sup>);

$v$  - Velocidade do vento (usualmente considera-se o valor 0,6 ou 1,0 m.s<sup>-1</sup>);

$R$  - Resistência elétrica do cabo, à temperatura  $T$  [ $\Omega$ .m<sup>-1</sup>];

$I$  - Intensidade de corrente elétrica [A].

A resistência elétrica do cabo, para qualquer temperatura é dada por:

$$R = R_{ref}[1 + \alpha_T(T - T_{ref})] \quad (11)$$

Onde:

$R$  - Resistência linear do cabo à temperatura  $T$  [ $\Omega$ .m<sup>-1</sup>];

$R_{ref}$  - Resistência linear do cabo à temperatura de referência [ $\Omega$ .m<sup>-1</sup>];

$\alpha_T$  - Coeficiente de temperatura do cabo;

$T$  - Temperatura do cabo [°C];

$T_{ref}$  - Temperatura de referência [normalmente +20°C].

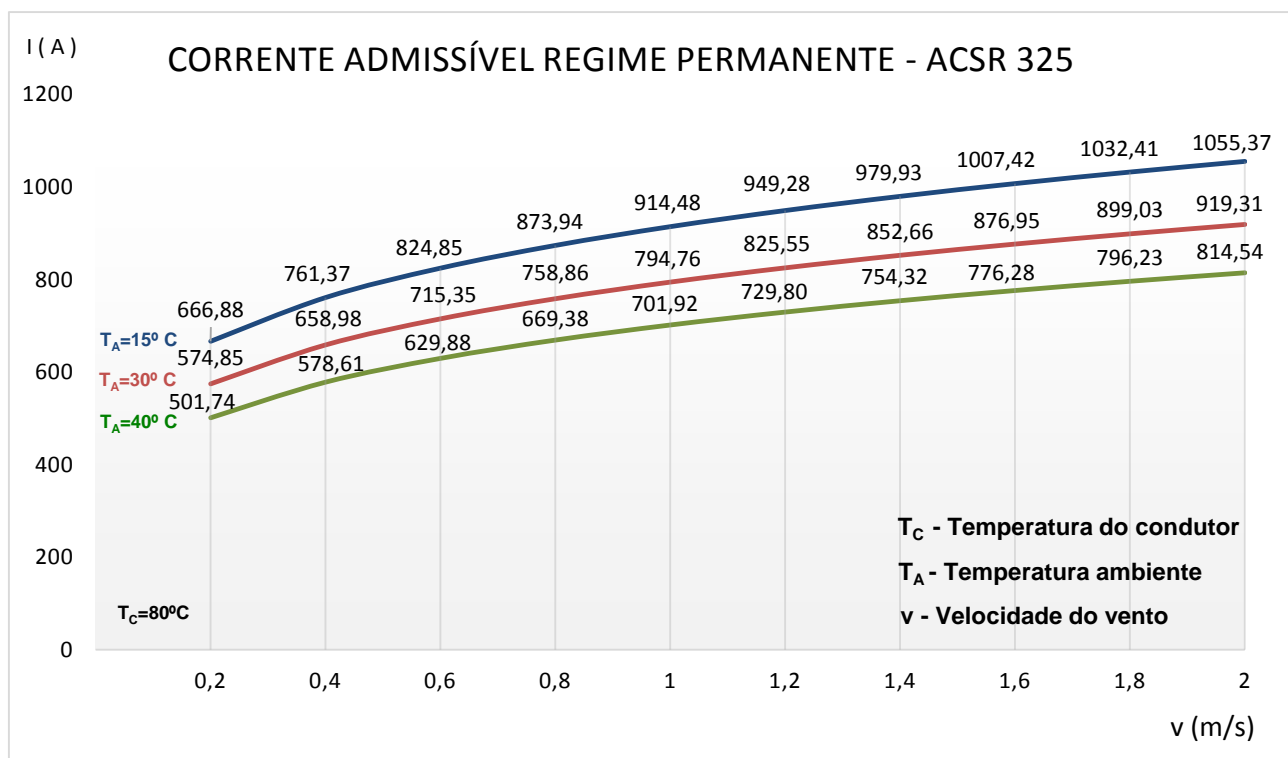
### c) Intensidade de Corrente em Regime Permanente

A equação de equilíbrio segundo o modelo Kuipers-Brown é a mais vulgarmente utilizada em linhas aéreas, para calcular a intensidade de corrente máxima admissível em condutores, em regime permanente.

Nestas condições, considera-se desprezável a transmissão de calor por condução, ou seja,

$$-C \frac{dT}{dt} = 0$$

Através deste modelo calculei a intensidade de corrente admissível em regime permanente para o condutor ACSR 325, assumindo que a temperatura do condutor é de 80°C para as temperaturas ambiente de 15, 30 e 40°C, cujos resultados se evidenciam na Figura 3.3.



**Figura 3.3** - Intensidade da corrente máxima admissível em condutores do tipo ACSR160.

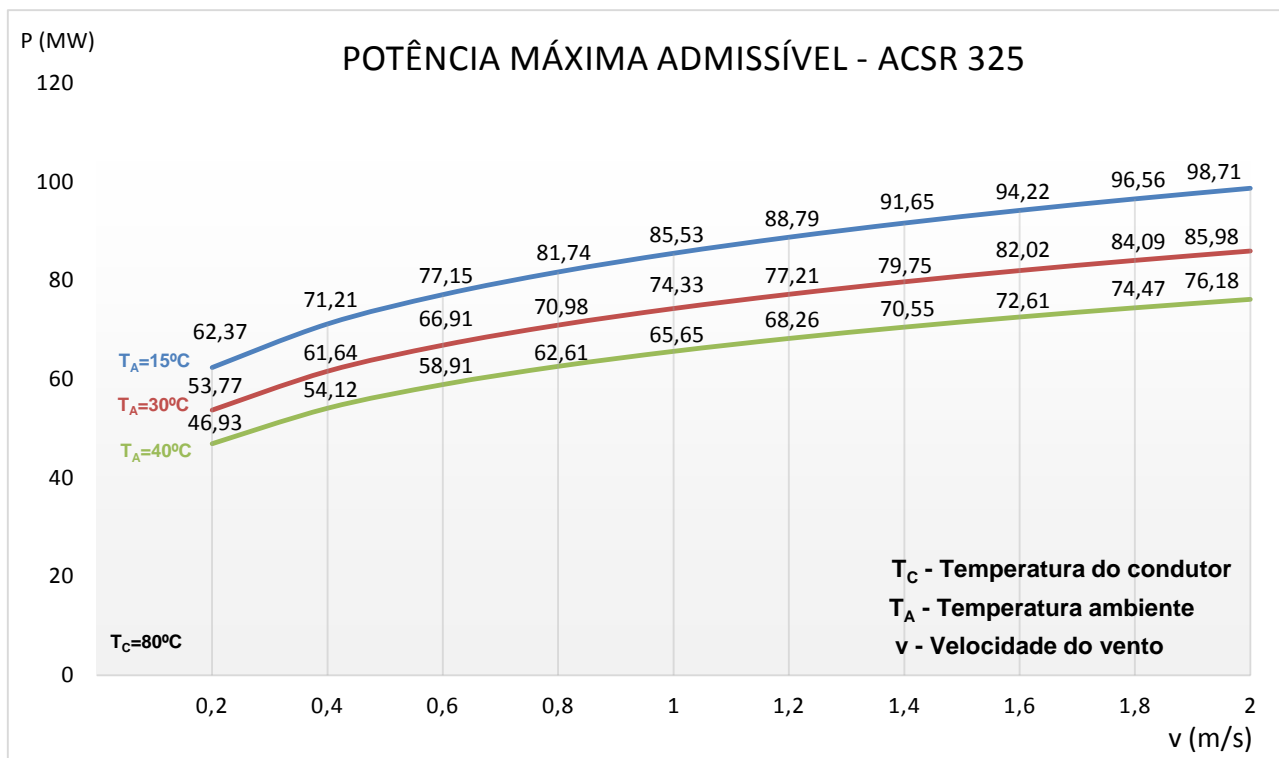
A partir da análise do gráfico da Figura 3.3 conclui-se que para uma temperatura ambiente de  $15^\circ\text{C}$ , o cabo admite transportar uma intensidade de corrente de 642 A (valor obtido e apresentado na memória descritiva, no capítulo 5) para velocidades do vento superiores a sensivelmente 0,1 m/s. Para uma temperatura ambiente de  $30^\circ\text{C}$ , o cabo aguenta o transporte desta intensidade corrente para velocidades do vento superiores a sensivelmente 0,3 m/s. Se considerarmos uma temperatura ambiente de  $40^\circ\text{C}$ , o cabo é capaz de transportar 642 A para velocidades do vento superiores a 0,7 m/s.

Pela análise da equação de Kuipers-Brown aplicada ao cabo ACSR 325 cheguei à conclusão que este cabo suporta a intensidade de corrente que se pretende transportar para a generalidade das situações de temperatura e vento que em média ocorrem em Portugal.

#### d) Potência de Transporte

A equação de equilíbrio segundo o modelo Kuipers-Brown é também muito utilizada em linhas aéreas para calcular a potência de transporte. A partir deste modelo elaborei um gráfico da potência em função da velocidade do vento, assumindo uma temperatura do condutor de  $80^\circ\text{C}$ , para as temperaturas ambiente de 15, 30 e  $40^\circ\text{C}$ , cujos resultados se evidenciam na Figura 3.4.





**Figura 3.4** - Potência máxima admissível em condutores do tipo ACSR 325.

A partir da análise do gráfico da Figura 3.4 conclui-se que para uma temperatura ambiente de 15°C, o cabo admite transportar 60 MW para velocidades do vento superiores a 0,2 m/s. Para uma temperatura ambiente de 30°C, o cabo suporta o transporte deste nível de potência para velocidades do vento superiores a 0,4 m/s. Se considerarmos uma temperatura ambiente de 40°C, o cabo admite o transporte de 60 MW para velocidades do vento superiores a sensivelmente 0,7 m/s.

Pela análise da equação de Kuipers-Brown aplicada ao cabo ACSR 325 cheguei à conclusão que, para a generalidade das situações de vento e temperatura verificadas em Portugal, este cabo suporta a potência que se pretende transportar (120 MW).

#### e) Intensidade Máxima de Corrente em Regime de Curto-Circuito

A temperatura dos condutores de alumínio-aço deverá ser limitada a +125°C, enquanto a temperatura dos cabos de guarda deverá limitar-se a +200°C. Estes valores não devem ser ultrapassados para evitar o envelhecimento prematuro dos cabos.

O ponto de partida é mais uma vez da equação de equilíbrio segundo o modelo Kuipers-Brown, apresentada na alínea b).

Sobre esta equação compete ainda tecerem-se algumas considerações.

Devido à inércia térmica dos cabos, as componentes irradiação e convecção não reagem de uma forma tão rápida quanto o espaço de tempo em que se dá o defeito, sendo o calor desenvolvido durante o curto-circuito apenas absorvido pela componente transitória. A

componente devida à radiação solar é independente do tempo, não contribuindo de alguma forma para o sobreaquecimento dos cabos durante um curto-circuito.

Este é um caso típico de regime não permanente onde a componente transitória de quantidade de calor devida à condução não é nula, devendo-se o seu aparecimento ao acréscimo de intensidade de corrente derivada do curto-circuito durante um espaço de tempo bastante curto.

Quando se extingue o defeito, devido à atuação das proteções da linha, a corrente anula-se subitamente e a temperatura dos cabos estabilizar-se-á ao longo do tempo sob influência das restantes componentes da equação.

Caso a linha volte a ser ligada voltará a ser percorrida por corrente, sofrendo então um novo aquecimento, atingindo os cabos uma determinada temperatura quando novamente em regime permanente.

Depois de várias simplificações na equação de equilíbrio Kuipers-Brown, expressão que permite obter a intensidade máxima de corrente em regime de curto-circuito, pressupondo que a sua duração é suficientemente baixa, é a seguinte:

$$I_{cc,máx} = \frac{1}{k_1 \cdot k_2} \times \frac{\sigma}{\sqrt{t}} [kA] \quad (12)$$

Onde:

$k_1$  - Constante do material condutor [ $\text{mm}^2 \cdot \text{kA}^{-1} \cdot \text{s}^{1/2}$ ];

$k_2$  - Coeficiente de temperatura;

$\sigma$  - Seção condutora, que nos cabos de alumínio-aço corresponde à secção do alumínio [ $\text{mm}^2$ ];

$t$  - Duração do curto-circuito [s].

Os valores de  $k_1$  e  $k_2$  são retirados a partir das Tabelas 3.1 e 3.2:

**Tabela 3.1** - Valores da constante do material condutor.

Material condutor	$k_1$ ( $\text{mm}^2 \cdot \text{kA}^{-1} \cdot \text{s}^{1/2}$ )
Cobre	4,419
Alumínio-aço	6,902
Ligas de alumínio	6,902

**Tabela 2.2** - Valores da temperatura final e do coeficiente de temperatura.

Material condutor	Temp. final (°C)	$k_2$
Cobre	170	1,685
Alumínio-aço	160	1,732
Ligas de alumínio	160	1,809

De seguida apresenta-se a evolução temporal da corrente de curto-circuito para o cabo ACSR 325, pressupondo que a duração máxima do defeito é de 5 segundos, uma vez que as proteções já terão atuado.

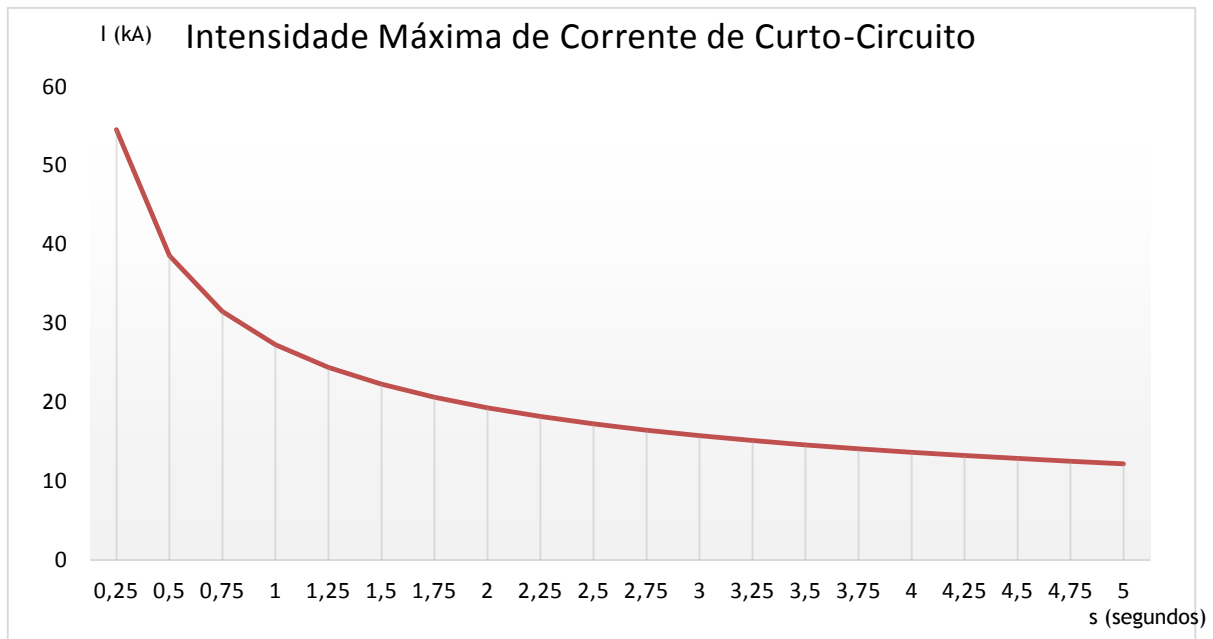


Figura 3.5 - Evolução temporal da corrente de curto-circuito

### 3.5.3. Constantes Físicas Caraterísticas por Quilómetro de Linha

Em todas as linhas de transporte e distribuição de energia há grandezas típicas, que são as constantes físicas elétricas por quilómetro de comprimento das mesmas. Estes valores dependem das caraterísticas físicas da linha tais como a secção dos condutores, a sua disposição geométrica, a possível existência de condutores múltiplos e o tipo de isolamento.

Admitindo que a linha constitui um sistema equilibrado e simétrico, estas constantes têm valores idênticos nas três fases.

As constantes físicas por quilómetro de linha são quatro, conforme se indica:

- Resistência Elétrica,  $R$  [ $\Omega \cdot \text{km}^{-1}$ ];
- Indutância,  $L$  [ $\text{H} \cdot \text{km}^{-1}$ ];
- Capacidade,  $C$  [ $\text{F} \cdot \text{km}^{-1}$ ];
- Condutância,  $G$  [ $\text{S} \cdot \text{km}^{-1}$ ].

As constantes físicas referem-se a um condutor da linha e calculam-se, considerando, quando necessário a influência do cabo de guarda, que é na prática um cabo de proteção ligado à terra e portanto com potencial zero.

### a) Resistência

A resistência elétrica é um dos fatores que mais influenciam o projeto de uma linha, dado que as perdas de energia são em função direta da resistência por fase, sendo a sua determinação muito importante. Resistência é a propriedade de um circuito elétrico, ou de um qualquer corpo que possa ser utilizado como parte de um circuito elétrico, que determina quanto da energia elétrica é convertida em calor (perdas por efeito Joule) em função da passagem de corrente elétrica.

Os condutores apresentam resistências diferentes à passagem de corrente contínua e à passagem de corrente alternada. Essa diferença será tanto maior quanto maior for a frequência da corrente alternada.

A resistência à corrente contínua depende essencialmente da natureza do material condutor, caracterizada pela sua resistividade e das suas dimensões, sendo diretamente proporcional ao seu comprimento e inversamente proporcional à área da sua secção transversal. Esta resistência é obtida pela fórmula seguinte:

$$R_{cc} = \frac{\rho * l}{\sigma} \quad [\Omega] \quad (13)$$

Onde:

$\rho$  - Resistividade do material condutor [ $\Omega \cdot \text{mm}^2 \cdot \text{km}^{-1}$ ];

$l$  - Comprimento do condutor [km];

$\sigma$  - Secção do condutor [ $\text{mm}^2$ ].

A resistividade do material condutor depende da temperatura e da pureza do material, para além da temperatura, pois cresce com o aumento desta de uma forma linear, segundo a relação:

$$\rho_2 = \rho_1 [1 + \alpha_T (T_2 - T_1)] \quad (14)$$

Sendo  $\rho_2$  a resistividade do material à temperatura  $T_2$  e  $\rho_1$  a resistividade do mesmo à temperatura  $T_1$ .

Da mesma forma pode escrever-se:

$$R_2 = R_1 [1 + \alpha_T (T_2 - T_1)] \quad (15)$$

A resistência em corrente contínua, normalmente especificada em documentação técnica, indica o seu valor determinado para uma temperatura de referência de 20°C, o que permite reescrever a equação acima, de forma a seguir apresentada:

$$R_{cc} = R_{20^\circ}[1 + \alpha_T(T - T_{20^\circ})] \quad (16)$$

Quando um condutor cilíndrico é percorrido longitudinalmente por uma corrente alternada, a densidade de corrente no seu interior é menor junto ao seu eixo longitudinal e máxima junto da superfície.

Este fenómeno pode ser mais facilmente entendido se imaginarmos o condutor composto por um número infinito de fibras longitudinais, paralelas entre si e ao eixo longitudinal, cada qual representando um condutor infinitesimal. Se admitirmos duas secções transversais, a uma certa distância entre si, a queda de tensão em qualquer das fibras deve ser a mesma, ou seja, as duas secções transversais devem ser superfícies equipotenciais, como também o será qualquer outra secção do condutor.

Em corrente alternada não há somente uma queda de tensão óhmica, mas também uma força eletromotriz (f.e.m.) induzida pelo fluxo magnético alternado. A força f.e.m. induzida numa fibra à superfície do condutor será menor que a f.e.m. induzida numa fibra mais próxima do eixo do condutor, pois a fibra externa é enlaçada por um fluxo magnético menor do que a que enlaça as fibras mais internas. Consequentemente para que as quedas de tensão sejam iguais nas fibras de menor reatância indutiva e nas de maior reatância indutiva, é necessário que as correntes nas primeiras sejam maiores que nas segundas, logo, a densidade de corrente será maior na periferia dos condutores. Este fenómeno designa-se como efeito pelicular.

Os cabos de alumínio-aço comportam-se, aquando da passagem de corrente alternada, como condutores tubulares uniformes, tendo um diâmetro interno igual ao diâmetro de um círculo tangente aos fios de alumínio na sua parte interna e um diâmetro externo circunscrito aos fios externos do cabo, também em alumínio. Em parte, este comportamento é devido à resistividade do aço que compõe a alma do cabo que é significativamente maior que a do alumínio.

O efeito pelicular pode traduzir-se por um coeficiente que afeta o valor da resistência em corrente contínua, cujo valor deve ser fornecido pelo fabricante dos cabos. Não se conhecendo o valor deste coeficiente deve-se considera-lo unitário, para efeitos de cálculo.

Assim, pode expressar-se a resistência de um condutor em corrente alternada da seguinte forma:

$$R_{ca} = k.R_{20^\circ}[1 + \alpha_T(T - T_{20^\circ})] \quad (17)$$

sendo  $k$  o coeficiente de efeito pelicular.

Para uma linha equipada com condutores de feixe múltiplo com  $n$  subcondutores, o valor da resistência por fase será de  $R_{ca}/n$ .

**b) Indutância**

O coeficiente de autoindução por fase e por quilómetro é calculado a partir da seguinte expressão.

$$L = \left[ \frac{\mu}{2n} + 4,605 * \log \left( \frac{D}{r} \right) \right] * 10^{-4} [H.km^{-1}] \quad (18)$$

Onde:

$\mu$  - Permeabilidade do condutor (1, para condutores de cobre, alumínio, ligas de alumínio e cabos de alumínio-aço;

$n$  - Número de condutores por fase;

$D$  - Distância equivalente entre condutores [mm];

$r$  - Raio do cabo.

**c) Capacidade**

Os condutores das linhas aéreas de energia elétrica energizadas apresentam diferenças de potencial entre si e também em relação ao cabo de guarda e ao solo. Estas diferenças de potencial indicam a presença de cargas elétricas distribuídas ao longo desses mesmos condutores.

Uma linha comporta-se, portanto como um condensador de várias armaduras, tendo como armaduras os próprios cabos condutores e de guarda e o solo. Assim sendo uma linha, ao ser energizada, absorve da fonte cargas elétricas necessárias ao seu carregamento, da mesma forma que um condensador.

Aplicando-se uma tensão alternada a uma linha, a carga elétrica dos condutores num ponto qualquer varia de acordo com valores instantâneos de diferença de potencial aí existentes entre os condutores, entre os condutores e o cabo de guarda e entre os condutores e o solo. O fluxo das cargas elétricas constitui uma corrente, que por ser devida à carga e descarga cíclica das linhas, quando estas se encontram sob tensão, é denominada corrente de carga da linha.

A corrente de carga das linhas é quase insignificante em linhas aéreas curtas e poderá atingir valores elevados em linhas de grande comprimento.

Sendo a linha simétrica, todos os condutores têm a mesma capacidade linear de serviço e esse valor comum é também por definição a capacidade linear de serviço da linha.

Em linhas aéreas trifásicas, a capacidade por fase é obtida pela seguinte equação.

$$C = \frac{24,2}{\log \left( \frac{D}{r} \right)} * 10^{-9} [F.km^{-1}] \quad (19)$$

#### d) Condutância

Se o isolamento das linhas fosse perfeito, não haveria nenhuma corrente entre os condutores e os apoios, nem superficialmente nem através do isolamento, pelo que a condutância seria nula. Mas na realidade, existe uma corrente, ainda que muito pequena, porque a resistência do isolamento não é infinita. Esta corrente pode resultar da presença de depósitos condutores na superfície dos isoladores ou do fenómeno de efeito coroa.

Assim, o valor da condutância varia com as condições atmosféricas, tipo de isolamento, número de isoladores por cadeia, de apoios por quilómetro de linha e com o estado da superfície do condutor. Numa linha bem isolada e com o tempo seco, a condutância é praticamente nula.

O seu valor é obtido a partir da seguinte expressão:

$$G = \frac{p}{U_s^2} * 10^{-3} \text{ [S.km}^{-1}\text{]} \quad (20)$$

Sabendo que:

$$p = \frac{P_{perdas}}{l} \text{ [kW.km}^{-1}\text{]} \quad (21)$$

Onde:

$p$  - Energia perdida [kW.km<sup>-1</sup>];

$U_s$  - Tensão eficaz simples [kV];

$l$  - Comprimento da linha [km].

#### 3.5.4. Efeito Coroa

Se os condutores de uma linha aérea atingem um potencial suficientemente grande que seja superior à rigidez dielétrica do ar, produzem-se perdas de energia devido à corrente que se forma no meio.

Tudo se passa como se o ar fosse condutor, dando lugar a uma corrente de fuga similar à produzida pela condutância dos isoladores.

Nos condutores aéreos este efeito é visível na escuridão da noite, podendo-se ver envolvidos num arco luminoso azulado, de secção transversal circular em forma de coroa, pelo que o fenómeno se designa de “efeito coroa”.

O efeito coroa aparece na superfície dos condutores de uma linha aérea quando o valor do gradiente de potencial aí existente excede o valor do gradiente crítico disruptivo do ar.

Toda a energia libertada ou irradiada deve provir do campo elétrico da linha, e portanto, do sistema de alimentação, para o qual representa perda de energia e em última instância prejuízos.

As perdas e as suas consequências económicas têm sido alvo de diversos estudos, com o objetivo de determinar as melhores condições de instalação para reduzir essas perdas. De um modo geral as perdas relacionam-se com a geometria dos condutores, tensões de operação, gradientes de potencial na superfície dos condutores e, principalmente com as condições meteorológicas locais. Alguns estudos efetuados, demonstraram que as perdas por efeito de coroa não são apreciáveis para os níveis de tensão das linhas MT e AT.

O emprego de condutores com diâmetros maiores, ou o maior espaçamento entre as fases, ou ainda o emprego de condutores múltiplos, com número crescente de subcondutores, são algumas formas de reduzir os gradientes de potencial à superfície dos condutores.

As perdas por efeito de coroa começam a produzir-se a partir do momento em que a tensão crítica disruptiva seja menor que a tensão na própria linha.

### 3.6. Constantes Elétricas Caraterísticas por Quilómetro de Linha

Das constantes físicas caraterísticas da linha deduzem-se as caraterísticas elétricas por quilómetro de linha, que também são quatro, conforme se indica:

- Reatância Indutiva,  $X$  [ $\Omega.km^{-1}$ ];
- Susceptância,  $B$  [ $S.km^{-1}$ ];
- Impedância,  $Z$  [ $\Omega.km^{-1}$ ];
- Admitância,  $Y$  [ $S.km^{-1}$ ]

#### a) Reatância Indutiva

A reatância ( $X$ ) é obtida através do produto da frequência angular,  $\omega$  (rad/s), pelo coeficiente de autoindução,  $L$ , que foi apresentado anteriormente. É um dos parâmetros elétricos mais importantes pois influencia a capacidade de transporte e a queda de tensão da linha. Considerando como simplificação de cálculos que as linhas são percorridas por correntes trifásicas equilibradas e de sequência direta, determina-se o valor da reatância a partir da seguinte expressão.

$$X = \omega \times L \text{ } [\Omega.km^{-1}] \quad (22)$$

Ou seja,

$$X = 2\pi f \left[ \frac{\mu}{2n} + 4,605 \times \log \left( \frac{D}{r} \right) \right] \times 10^{-4} \text{ } [\Omega.km^{-1}] \quad (23)$$



**b) Susceptância**

A susceptância ( $B$ ) é calculada através da seguinte equação.

$$B = \omega \times C \text{ [S.km}^{-1}\text{]} \quad (24)$$

Onde:

$\omega$  - Frequência angular da corrente alternada [rad/s];

$C$  - Capacidade da linha [F.km<sup>-1</sup>].

**c) Impedância**

A impedância ( $\bar{Z}$ ) é uma constante elétrica complexa que se obtém a partir da seguinte equação.

$$\bar{Z} = R + jX \text{ [\Omega.km}^{-1}\text{]} \quad (25)$$

Onde:

$R$  - Resistência [\Omega.km<sup>-1</sup>];

$X$  - Reatância [\Omega.km<sup>-1</sup>].

O módulo de  $\bar{Z}$ ,  $|Z|$ , e a fase correspondente  $\angle Z$ , são calculados através das equações seguintes.

$$|Z| = \sqrt{R^2 + X^2} \text{ [\Omega.km}^{-1}\text{]} \quad (26)$$

$$\angle Z = \arctg \frac{X}{R} \text{ [graus]} \quad (27)$$

**d) Admitância**

A admitância ( $\bar{Y}$ ) é também uma grandeza complexa calculada pela seguinte equação.

$$\bar{Y} = G + jB \text{ [S.km}^{-1}\text{]} \quad (28)$$

O módulo de  $\bar{Y}$ ,  $|Y|$ , e a fase correspondente  $\angle Y$ , são calculados através das equações seguintes.

$$|Y| = \sqrt{G^2 + B^2} \text{ [S.km}^{-1}\text{]} \quad (29)$$

$$\angle Y = \arctg \frac{B}{G} \text{ [graus]} \quad (30)$$

### 3.7. Impedância Caraterística da Linha

A impedância caraterística é definida pela relação entre a tensão e a intensidade de corrente em todos os pontos de uma linha de comprimento infinito, apresentando um valor constante ao longo da transmissão [16]. Esta relação é independente do comprimento da linha e é calculada a partir da seguinte expressão.

$$Z_c = \sqrt{\frac{\bar{Z}}{\bar{Y}}} [\Omega] \quad (31)$$

Onde:

$Z$  - Impedância  $[\Omega]$ ;

$Y$  - Admitância  $[\Omega]$ .

Em linhas aéreas, o módulo da impedância caraterística,  $|Z_c|$ , pode variar entre 300  $\Omega$  e 450  $\Omega$ , enquanto o respetivo argumento,  $\angle Z_c$ , é sempre negativo e com valores dentro do intervalo entre  $-4^\circ$  e  $-11^\circ$  [10].

### 3.8. Perdas de Energia

As perdas de energia por efeito Joule são calculadas recorrendo à seguinte expressão.

$$p = n \times R \times I^2 [W] \quad (32)$$

Onde:

$n$  - Número de condutores da linha;

$R$  - Resistência óhmica do condutor  $[\Omega]$ ;

$I$  - Intensidade de corrente da linha  $[A]$ .

A resistência óhmica de um condutor é calculada a partir da seguinte expressão.

$$R = l \times R_{20^\circ\text{C}} [\Omega] \quad (33)$$

Onde:

$l$  - Comprimento da linha  $[\text{km}]$ ;

$R_{20^\circ\text{C}}$  - Resistência linear a  $20^\circ\text{C}$ .

Também é usual apresentar as perdas de energia em percentagem da potência transmitida pela linha. Este valor é obtido a partir da seguinte expressão, onde as variáveis apresentadas têm o significado explicado anteriormente.

$$p(\%) = \frac{n \times R \times I^2}{P} * 100 \quad (34)$$

### 3.9. Queda de Tensão

A queda de tensão entre fases numa linha aérea de alta tensão é obtida através da expressão (35).

$$\Delta U = \sqrt{3} \times I \times (R \times \cos(\varphi) + X \times \sin(\varphi)) \text{ [V]} \quad (35)$$

A queda de tensão também pode ser apresentada em forma de percentagem da tensão nominal da linha:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{U_n} \times 100 \quad (36)$$

A queda de tensão não deverá ser superior a 5% da tensão nominal da linha.



# Capítulo 4

## Cálculo Mecânico

### 4.1. Objetivo

Num projeto de uma linha aérea é indispensável o cálculo mecânico, de forma a assegurar as condições de segurança e de estabilidade da linha. Este cálculo é necessário para se decidir quais os componentes da linha a instalar, de modo a possuírem a capacidade necessária para suportar todos os esforços mecânicos que irão sofrer ao longo do tempo de vida.

Os objetivos essenciais do cálculo mecânico são os seguintes [17]:

- Determinar a tensão mecânica dos condutores e cabos de guarda que devem ser submetidos no ato da montagem. Desta forma, pretende-se garantir que mesmo em condições adversas, os condutores e os cabos de guarda nunca sejam submetidos a tensões superiores à tensão de segurança;
- Definir a altura dos apoios da linha e os respetivos pontos de aplicação, garantindo que os condutores nunca se aproximam demasiado do solo ou de quais quer outros obstáculos, independentemente das condições atmosféricas.

### 4.2. Influência dos Agentes Externos sobre a Linha

De acordo com a sua variação no tempo, as ações sobre as linhas aéreas são classificadas como [15]:

- **Ações variáveis** - ações do vento e do gelo, assim como as variações de temperatura que ocorrem ao longo do dia e de estação para estação;
- **Ações permanentes** - ações horizontais provenientes das componentes horizontais das trações máximas a que os condutores estão sujeitos e ações verticais devidas ao próprio peso.

### 4.2.1. Ação do Vento

A ação do vento sobre os condutores e restantes elementos constituintes da linha manifesta-se sobre a forma de pressão resultante da resistência que encontra quando atinge esses mesmos elementos [18]. Esta pressão é proporcional à velocidade do vento, que para efeitos de dimensionamento, se considera como atuando na direção normal à superfície dos condutores, transmitindo aos apoios um esforço transversal.

Assim, o vento aumenta o valor do peso aparente dos condutores que é agora o resultado da composição vetorial do peso próprio e da força do vento sobre a superfície em que atua.

No artigo 12º do RSLEAT, são apresentadas as noções de vento máximo e de vento reduzido. No artigo 10º do mesmo regulamento é apresentado a expressão de cálculo da força do vento,  $F$ , que é apresentada a seguir.

$$F = \alpha \times c \times q \times d \text{ [daN/m]} \quad (37)$$

Onde:

$\alpha$  - Coeficiente de redução - traduz o facto de a velocidade do vento não ser constante ao longo de toda a linha (considera-se 0,6 nos condutores e cabos de guarda; 1 nos apoios, nas travessas e nos isoladores);

$c$  - Coeficiente de forma - resulta do facto de a secção do condutor atingida pelo vento não ser plana;

$q$  - Pressão dinâmica do vento [daPa];

$d$  - Diâmetro da linha [m].

Os valores a considerar para a pressão dinâmica do vento e para o coeficiente de forma encontram-se nos artigos 13º e 15º do RSLEAT, respetivamente, e são apresentados nas Tabelas 4.1 e 4.2

Tabela 3.1 - Valores da pressão dinâmica do vento.

Altura acima do solo (m)	Pressão Dinâmica (daPa)	
	Vento máximo habitual	Vento reduzido
Até 30	75	30
De 30 a 50	90	36
Acima de 50	105	42

Tabela 4.2 - Valores do coeficiente de forma.

	Diâmetro (mm)	Coeficiente de forma
Condutores nus e cabos de guarda	Até 12,5	1,2
	Acima de 12,5	-
	Até 15,8	1,1
	Acima de 15,8	1,0
Cabos isolados em feixe (torçada)		1,3
Cabos auto suportados e cabos tipo 8		1,8
Isoladores		1,0

#### 4.2.2. Ação do Gelo

A formação de uma manga de gelo que envolve os condutores e cabos de guarda contribui para o aumento do peso, diâmetro aparente e consequentemente, da superfície batida pelo vento. A consideração de cargas de gelo no dimensionamento de linhas aéreas tem em conta a temperatura, humidade do ar e a altitude dos locais atravessados pela linha.

Segundo o RSLEAT, no território português devem ser consideradas zonas de gelo, as regiões com altitudes superiores a 600 metros nos seguintes distritos: Viana do Castelo, Braga, Vila Real, Bragança, Porto, Viseu, Guarda, Castelo Branco, Coimbra e Portalegre.

A manga de gelo a considerar no cálculo mecânico dos condutores e cabos de guarda das linhas aéreas deverá ter uma espessura uniforme de, pelo menos, 10 mm e uma densidade de 900 kg/m<sup>3</sup>.

#### 4.2.3. Ação da Variação da Temperatura

Os condutores das linhas aéreas estão sujeitos, ao longo do ano, a variações bastante acentuadas da temperatura ambiente.

Uma vez que os condutores são constituídos por elementos metálicos, cujo coeficiente de dilatação térmica linear é positivo, o conhecimento da influência da temperatura para o cálculo mecânico é essencial. A variação desta grandeza traduz-se na variação do comprimento do condutor e consequentemente na variação da tração a que os condutores estão sujeitos [14].

### 4.3. Tensões Mecânicas Máximas

A definição dos valores de tração máxima a aplicar ao longo da linha é uma componente importante, uma vez que irá condicionar todo o restante projeto. A tração máxima corresponde ao valor máximo que os condutores e cabos de guarda aguentam sem risco de rutura. O valor é calculado nas condições atmosféricas mais desfavoráveis e com a máxima pressão dinâmica do vento. A tensão mecânica máxima é geralmente igual ao valor da tensão de segurança e é obtida através da seguinte expressão [17] [19].

$$T_{max} = T_{seg} = \frac{T_R}{2,5 * \sigma} \text{ [daN/mm}^2\text{]} \quad (38)$$

Onde:

$T_{seg}$  - Tensão de segurança [daN/mm<sup>2</sup>];

$T_R$  - Tração de rutura do condutor ou cabo de guarda [daN];

$\sigma$  - Secção do condutor ou cabo de guarda [mm<sup>2</sup>].

Embora este cálculo seja importante, a tensão máxima a fixar para os condutores e cabo de guarda é geralmente inferior à tensão de segurança. Estes valores são fixados pelos projetistas em função das irregularidades do traçado da linha, distâncias aos vários obstáculos presentes no trajeto, possível formação de manga de gelo e possível existência de ângulos pronunciados.

Por uma questão de aproveitamento das capacidades dos condutores e cabo de guarda, é conveniente que a tensão mecânica fixada seja próxima da tensão máxima do cabo. Mas esta escolha nem sempre é a mais vantajosa aquando do dimensionamento dos apoios, uma vez que pode não haver apoios normalizados capazes de suportar os elevados esforços verificados.

Devido ao dimensionamento dos apoios, é usual escolher tensões bem mais reduzidas para o primeiro e último vão da linha, uma vez que se trata de apoios fim de linha que suportam a totalidade dos esforços, verificando-se o mesmo nas ligações dos apoios fim de linha aos pórticos das subestações. As tensões escolhidas para o projeto encontram-se apresentadas no capítulo 5.

#### 4.4. Curva Caraterística dos Condutores Suspensos

Um fio suficientemente flexível e não elástico, estendido entre dois pontos elevados o suficiente para que o fio nunca toque no solo, em qualquer ponto intermédio, adquire uma forma caraterística denominada por catenária [14].

A expressão matemática que traduz a curva catenária é apresentada a seguir.

$$y = p * \left( \cosh \frac{x}{p} \right) - p \quad [m] \quad (39)$$

Onde:

$p$  - Parâmetro da catenária [m];

$x$  - Distância medida em projeção horizontal entre o ponto em que a tangente à curva é horizontal e um ponto qualquer da catenária [m];

$y$  - Distância medida em projeção vertical entre o ponto em que a tangente à curva é horizontal e um ponto qualquer da catenária [m].

O parâmetro da catenária é calculado a partir da seguinte expressão:

$$p = \frac{t_{\theta i} * \sigma}{\omega} \quad [m] \quad (40)$$

Onde:

$t_{\theta i}$  - Tensão de montagem do condutor [daN/mm<sup>2</sup>];



$\sigma$  - Secção do condutor [ $\text{mm}^2$ ];

$\omega$  - Peso próprio do condutor [ $\text{daN/m}$ ].

Geometricamente, o parâmetro  $p$  da catenária representa o raio de curvatura no ponto  $x$  onde a tangente à curva é horizontal.

Apesar desta hipótese de cálculo nos conduzir a resultados considerados satisfatórios, deve-se no entanto ter em consideração que estes resultados afastam-se um pouco da realidade, uma vez que os materiais condutores utilizados habitualmente em linhas aéreas - cobre, alumínio, alumínio-aço, entre outros - além de serem elasticamente deformáveis, não apresentam a flexibilidade desejada. Além disso, os ventos atuam geralmente em forma de rajadas irregulares, impondo curvatura dupla e movimento a uma curva que se supõe plana e em equilíbrio [8].

A escolha da catenária como curva de equilíbrio resulta, então, numa aproximação por excesso e embora o erro associado não seja exageradamente grande, não é de esperar um elevado grau de rigor no cálculo mecânico de linhas aéreas [5][21].

A Figura 4.1 pretende exemplificar a forma da curva catenária.

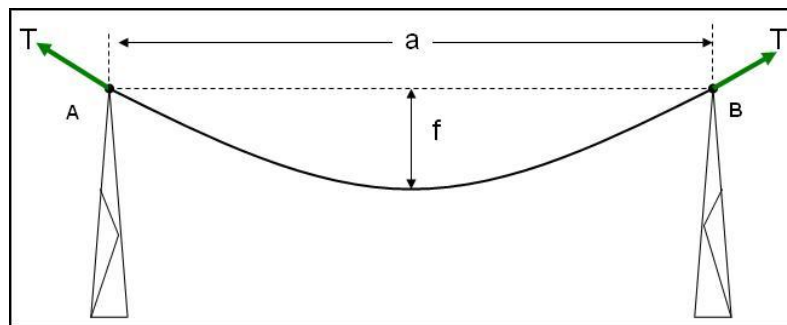


Figura 4.1 - Catenária, flecha e vão formado entre os apoios A e B [35].

#### 4.4.1. Aproximação Parabólica

Embora a aproximação feita no ponto anterior seja bastante aceitável, o grande entrave para o seu uso é o facto de ser necessário calcular a função cosseno hiperbólico. Deste modo, e com o objetivo de facilitar e tornar mais rápido o cálculo mecânico de linhas aéreas, é usual considerar-se uma outra aproximação, a substituição da catenária pela parábola oscultriz. A expressão da parábola oscultriz é apresentada de seguida.

$$y = \frac{x^2}{2 * p} \quad (41)$$

Registe-se que esta aproximação é válida para linhas elétricas com vãos inferiores a 500 metros, uma vez que para vãos com comprimentos superiores a representação do cabo pela parábola introduz erros consideráveis [9].

A Figura 4.2 demonstra a diferença que se obtém quando se utiliza a curva catenária, a vermelho, e a aproximação parabólica, a azul, ao se intersetar as duas curvas nos pontos de fixação do condutor.

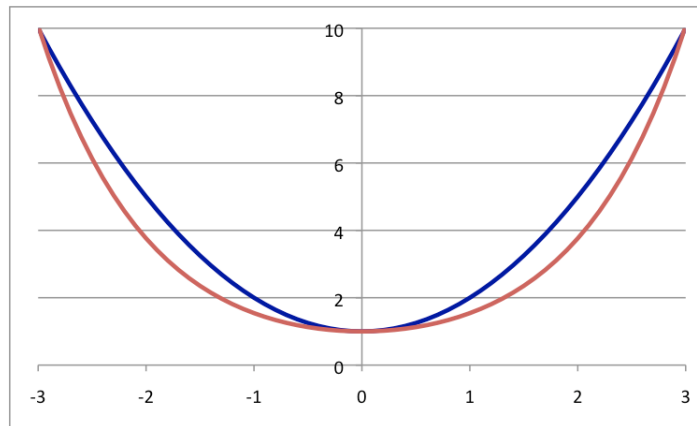


Figura 4.2 - Posições relativas das curvas catenária e aproximação parabólica [36].

## 4.5. Estados Atmosféricos

Definidas as tensões mecânicas a que os condutores e cabo de guarda irão estar sujeitos, é necessário definir o estado atmosférico mais desfavorável. Tendo em conta que os agentes atmosféricos exercem diferentes ações sobre os componentes das linhas de acordo com as características da região e variam ao longo do ano, de estação para estação, é usual definir três estados atmosféricos [17]:

- **Estado de Inverno** - caracterizado por vento reduzido e temperatura mínima de  $-5^{\circ}\text{C}$  para zonas onde não se verifique a possibilidade de formação de manga de gelo e  $-10^{\circ}\text{C}$  para zonas onde se registre a possibilidade de formação de manga de gelo;
- **Estado de Primavera** - caracterizado por vento máximo, temperatura moderada ( $15^{\circ}\text{C}$ ) e ausência de gelo;
- **Estado de Verão** - caracterizado por ausência de vento e de gelo, temperatura de  $65^{\circ}\text{C}$  definida no RSLEAT. Na EDP Distribuição o valor da temperatura de verão é majorado para  $80^{\circ}\text{C}$ , de forma a permitir, em situações de contingência de rede, explorar as linhas até uma temperatura de  $80^{\circ}\text{C}$ . É conhecido como o estado de flecha máxima.

### 4.5.1. Coeficiente de Sobrecarga

De modo a determinar qual o estado atmosférico mais desfavorável é necessário calcular o coeficiente de sobrecarga, também chamado de decisor do estado atmosférico, associado a cada um dos estados atmosféricos apresentados anteriormente. Este coeficiente pretende refletir as solicitações mecânicas nos condutores e cabo de guarda, provocadas pela influência do vento, temperatura e peso da possível manga de gelo. A Figura 4.3 pretende exemplificar as forças exercidas num condutor.

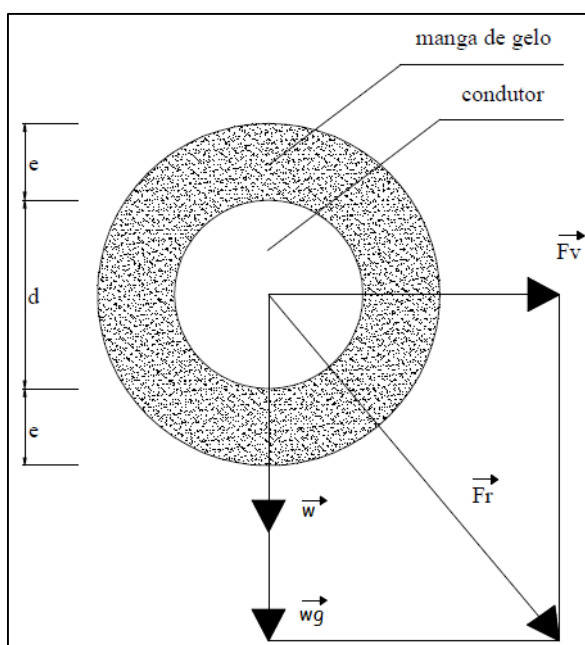


Figura 4.3 - Forças aplicadas no condutor.

Onde:

$e$  - Espessura da manga de gelo [m];

$d$  - Diâmetro do condutor [m];

$F_v$  - Força do vento [daN/m];

$\omega$  e  $\omega_g$  - Peso próprio do condutor e peso da manga de gelo, respetivamente [daN/m];

$F_r$  - Força resultante do peso do condutor e do peso do gelo, com a força do vento [daN/m].

Aplicando o teorema de Pitágoras obtém-se:

$$F_r = \sqrt{(\omega + \omega_g)^2 + F_v^2} \text{ [daN/m]} \quad (42)$$

O valor do peso próprio do condutor encontra-se normalmente indicado nos catálogos de características do condutor, mas pode ser obtido a partir da expressão seguinte:

$$\omega = \omega_c \times \sigma \text{ [daN/m]} \quad (43)$$

Onde:

$\omega_c$  - Peso específico volumétrico da substância de que o condutor é constituído [daN/m<sup>3</sup>];

$\sigma$  - Secção do condutor [mm<sup>2</sup>].

O peso da manga de gelo é dado por:

$$\omega_g = \frac{\rho_{gelo} \times \pi}{4} \times [(d + 2e)^2 - d^2] \text{ [daN/m]} \quad (44)$$

Onde:

$\rho_{gelo}$  - Peso específico volumétrico do gelo, igual a 900 [daN/m<sup>3</sup>];

$d$  - Diâmetro do condutor ou cabo de guarda [m];

$e$  - Espessura da manga de gelo, igual a 0,014 [m].

A expressão que traduz a força do vento é apresentada no ponto 4.2.1.

Substituindo as expressões (43), (44) e (37) na expressão (42), obtém-se:

$$F_r = \sqrt{\left\{ \omega + \frac{\rho_{gelo} \times \pi}{4} \times [(d + 2e)^2 - d^2] \right\}^2 + [\alpha \times c \times q \times (d + 2 \times e)]^2} \quad (45)$$

Sendo o coeficiente de sobrecarga  $m$ , relativo a um dado estado atmosférico, a relação entre a intensidade da solicitação resultante  $F_r$ , e o peso próprio do condutor  $P_c$ , vem:

$$m = \frac{F_r}{\omega} \quad (46)$$

Ou seja:

$$m = \frac{\sqrt{\left\{ \omega + \frac{\rho_{gelo} \times \pi}{4} \times [(d + 2 \times e)^2 - d^2] \right\}^2 + [\alpha \times c \times q \times (d + 2 \times e)]^2}}{\omega} \quad (47)$$

É, assim, possível calcular os coeficientes de sobrecarga associados a cada estado atmosférico:

- Estado de Inverno sem gelo ou Primavera:

$$m = \frac{\sqrt{\omega^2 + (\alpha \times c \times q \times d)^2}}{\omega} \quad (48)$$

- Estado de Verão:

$$m = \frac{\sqrt{\omega^2}}{\omega} = 1 \quad (49)$$

Depois de se calcular os coeficientes de sobrecarga, pode ainda ser necessário calcular o vão crítico para se saber qual o estado atmosférico mais desfavorável. Este parâmetro encontra-se explicado no ponto seguinte.

#### 4.5.2. Vão Crítico

Designa-se por vão crítico,  $L_{cr}$ , o comprimento do vão para o qual os condutores, adquirem o mesmo valor de tensão máxima, quer para o estado de Inverno, quer para o estado de Primavera. Matematicamente o vão crítico é obtido a partir da expressão seguinte.

$$L_{cr} = \frac{\sigma \times t_{max}}{\omega} \times \sqrt{\frac{24 \times \alpha_d \times (\theta_2 - \theta_1)}{m_2^2 - m_1^2}} [m] \quad (50)$$

Onde:

$\sigma$  – Secção do condutor [ $\text{mm}^2$ ];

$t_{max}$  – Tensão mecânica máxima do condutor [ $\text{daN/mm}^2$ ];

$\omega$  - Peso próprio do condutor [ $\text{daN/m}$ ];

$\alpha_d$  - Coeficiente de dilatação linear do condutor [ $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ];

$\theta_1$  - Temperatura no estado de Inverno [ $^{\circ}\text{C}$ ];

$\theta_2$  - Temperatura no estado de Primavera [ $^{\circ}\text{C}$ ];

$m_1$  - Coeficiente de sobrecarga associado ao estado de Inverno;

$m_2$  - Coeficiente de sobrecarga associado ao estado de Primavera.

A equação (50) é obtida a partir da equação de estados aplicada aos estados de Inverno e Primavera, considerando a tensão de ambos os estados igual à tensão máxima.

#### 4.5.3. Vão Equivalente Fictício

Segundo o RSLEAT, vão equivalente representa um vão fictício no qual as variações da tensão mecânica, devidas às variações da carga e da temperatura, são sensivelmente iguais às dos vãos reais do cantão.

Caso se esteja na presença de um cantão, conjunto de vãos compreendidos entre dois apoios, nos quais os condutores são fixados por cadeias de amarração, surge a necessidade de

encontrar o vão equivalente dessa porção de linha. O cálculo do vão equivalente é obtido a partir da equação 51:

$$L_{eq} = \sqrt{\frac{\sum_1^n L_i^3}{\sum_1^n L_i}} [m] \quad (51)$$

O vão equivalente fictício, também representa o vão que, se existisse no cantão, deixaria as cadeias de suspensão sempre verticais para qualquer estado atmosférico.

Este parâmetro, também chamado vão ideal de regulação, é importante na regulação mecânica da linha, ou seja, na escolha adequada da tensão de montagem dos condutores, de modo a que no estado mais desfavorável essa tensão não ultrapasse a tensão de ruptura dos condutores.

Duas regras de boas práticas que um projetista deve respeitar são:

- Utilizar sempre que possível apoios com cadeias de suspensão. No entanto, não se deve projetar cantões com mais de 15 vãos, ou seja, deve ser instalado no mínimo um apoio em amarração e reforço a cada quinze vãos;
- Verificar se o vão mais pequeno do cantão, apresenta um comprimento igual ou superior a 75% do vão equivalente, e se o maior vão do cantão apresenta um comprimento igual ou inferior a 125% do vão equivalente.

#### 4.5.4. Árvore de Decisão do Estado Atmosférico mais Desfavorável

Conhecidos o vão equivalente, o vão crítico e os coeficientes de sobrecarga, encontramos em condições de saber qual o estado atmosférico mais desfavorável. Para isso, basta interpretar a árvore de decisão apresentada na Figura 4.4.

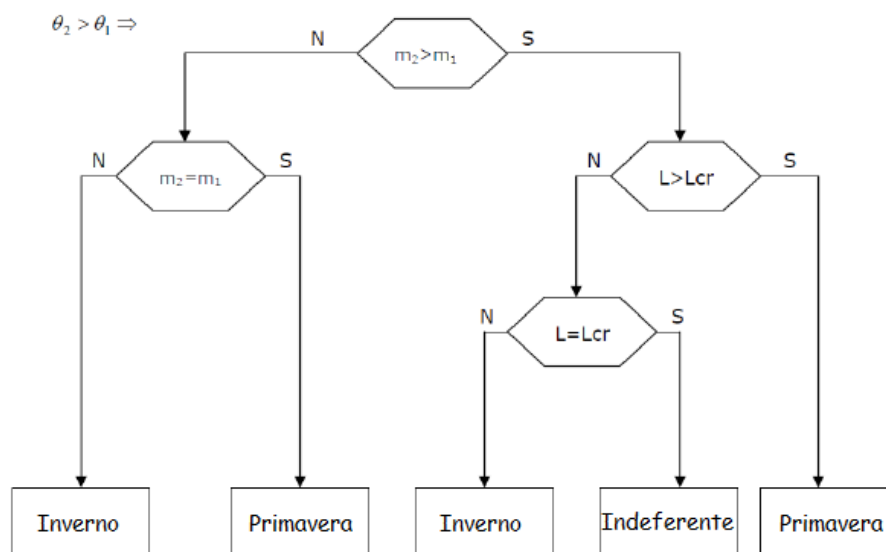


Figura 4.4 - Árvore de decisão para determinação do estado mais desfavorável.

## 4.6. Equação de Estados

A equação de estados é uma equação de equilíbrio mecânico que relaciona a tensão mecânica dos condutores de uma linha aérea, num determinado estado atmosférico, a partir da tensão existente nos condutores num estado atmosférico conhecido, sabendo-se à partida o comprimento do vão e as características mecânicas dos condutores [5]. Mais concretamente, a equação de estados traduz a variação da tensão mecânica, em função da temperatura.

Esta equação encontra-se representada na expressão seguinte.

$$\theta_i + \frac{t_{\theta i}}{\alpha_d * E} - \frac{\omega^2 * L_{med}^2}{24 * \alpha_d * \sigma^2 * t_{\theta i}^2} = \theta_k + \frac{t_{\theta k}}{\alpha_d * E} - \frac{m_k^2 * \omega^2 * L_{med}^2}{24 * \alpha_d * \sigma^2 * t_{\theta k}^2} \quad (52)$$

Onde:

$\theta_i$  e  $\theta_k$  - Temperatura [°C];

$t_{\theta i}$  e  $t_{\theta k}$  - Tensão mecânica do condutor às temperaturas  $\theta_i$  e  $\theta_k$  [daN/mm<sup>2</sup>];

$\alpha_d$  - Coeficiente de dilatação linear [°C<sup>-1</sup>];

$E$  - Módulo de Young [daN/mm<sup>2</sup>];

$\alpha$  - Secção do condutor [mm<sup>2</sup>];

$\omega$  - Peso do condutor [daN/m];

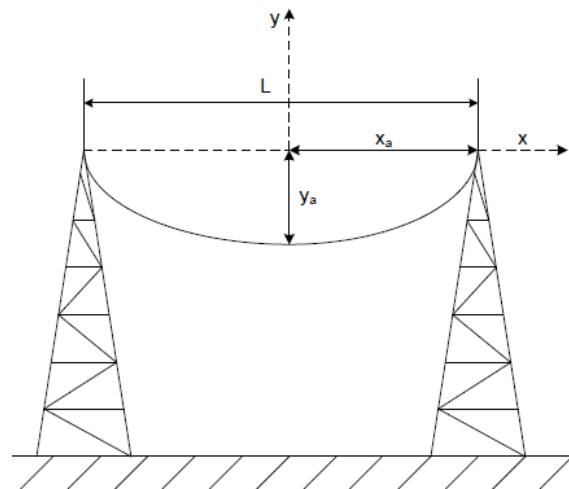
$m_k$  - Coeficiente de sobrecarga do estado mais desfavorável.

Resolvendo a equação (52) é possível determinar a tensão mecânica  $t_{\theta i}$ , à temperatura  $\theta_i$ , conhecendo para o estado mais desfavorável a temperatura  $\theta_k$  e a tensão mecânica  $t_{\theta k}$ .

## 4.7. Determinação da Flecha

Segundo o RSLEAT, a flecha de um condutor ou cabo de guarda representa a distância entre o ponto do condutor ou cabo de guarda onde a tangente é paralela à reta que passa pelos pontos de fixação e a interseção da vertical que passa por esse ponto com esta reta, supondo que nem o condutor, nem o cabo de guarda, se encontram desviados pelo vento.

O cálculo da flecha é realizado de maneira diferente no caso de estarmos perante um vão de nível ou um vão desnivelado.



**Figura 4.5** - Vão de nível [7].

Em vãos de nível, a flecha pode ser calculada recorrendo à seguinte expressão matemática:

$$f = \frac{m * \omega * L^2}{8 * \sigma * t_{\theta i}} \quad [m] \quad (53)$$

Onde:

$m$  - Coeficiente de sobrecarga (unitário pois na regulação dos condutores pressupõe-se que não há vento nem gelo);

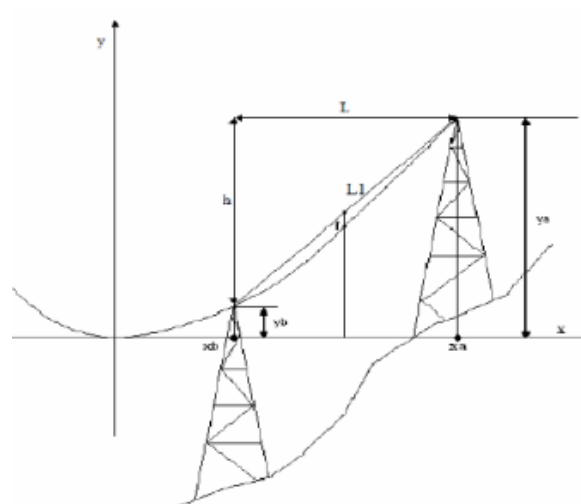
$L$  - Comprimento do vão [m];

$\sigma$  - Secção do condutor [mm<sup>2</sup>];

$\omega$  - Peso próprio do condutor [daN/m];

$t_{\theta i}$  - Tensão de montagem do condutor à temperatura  $\theta_i$  [daN/mm<sup>2</sup>].

A Figura 4.6 representa de forma esquemática um vão em desnível.



**Figura 4.6** - Vão desnivelado [7].



Em vãos desnivelados, a flecha pode ser calculada recorrendo à expressão matemática seguinte:

$$f = \frac{m * \omega * L * L_1}{8 * \sigma * t_{\theta i}} \quad [m] \quad (54)$$

O estado de flecha máxima pressupõe a temperatura máxima do condutor e ausência de vento. É neste estado que se verificam as maiores flechas dos condutores. O seu cálculo é efetuado substituindo o valor de  $t_{\theta i}$  pelo valor obtido pela equação de estados para as condições de Verão. A utilidade deste cálculo é a verificação das distâncias mínimas a manter entre os condutores e o solo ou obstáculos circundantes.

## 4.8. Distâncias Mínimas Regulamentares

### 4.8.1. Distância dos Condutores ao Solo

No artigo 27º do RSLEAT é indicada a distância mínima regulamentar entre os condutores das linhas aéreas e o solo, nas condições de flecha máxima dos condutores, desviados ou não pelo vento.

No caso das linhas aéreas de alta tensão, a 60 kV, a distância mínima  $D$  permitida entre os condutores e o solo é obtida pela expressão seguinte:

$$D = 6,0 + 0,005 * 60 = 6,3 \text{ m} \quad (55)$$

### 4.8.2. Distância dos Condutores às Árvores

No artigo 28º do RSLEAT é indicada a distância mínima regulamentar entre os condutores das linhas aéreas e as árvores, nas condições de flecha máxima dos condutores, desviados ou não pelo vento.

No caso das linhas aéreas de alta tensão, a 60 kV, a distância mínima  $D$  permitida entre os condutores e as árvores é obtida pela expressão seguinte:

$$D = 2,0 + 0,0075 * 60 = 2,5 \text{ m} \quad (56)$$

Deve existir uma especial atenção nos locais onde existam sobreiros ou outra espécie protegida, uma vez que não é permitido o corte destas árvores.

#### 4.8.3. Distância dos Condutores aos Edifícios

No artigo 29º do RSLEAT é indicada a distância mínima regulamentar entre os condutores das linhas aéreas e os edifícios, nas condições de flecha máxima dos condutores, desviados ou não pelo vento.

No caso das linhas aéreas de alta tensão, a 60 kV, a distância mínima  $D$  permitida entre os condutores e os edifícios é obtida pela expressão seguinte:

$$D = 3,0 + 0,0075 * 60 = 3,5 \text{ m} \quad (57)$$

#### 4.8.4. Distância dos Condutores a Travessia de Estradas

De acordo com o artigo 91º do RSLEAT, os condutores nus, nas condições de flecha máxima, deverão manter em relação às autoestradas e às estradas nacionais e municipais uma distância  $D$ , em metros, não inferior à obtida pela expressão seguinte:

$$D = 6,3 + 0,01 * 60 = 6,9 \text{ m} \quad (58)$$

No entanto o valor mínimo imposto pelo regulamento é de 7 metros.

#### 4.8.5. Distância entre Duas Linhas

De acordo com o artigo 109º do RSLEAT, nos cruzamentos de linhas de alta tensão em condutores nus com outras linhas de alta ou de baixa tensão, também em condutores nus, nas condições de flecha mais desfavorável, deverá manter-se uma distância mínima  $D$ , em metros, não inferior à obtida pela expressão seguinte

$$D = 1,5 + 0,01 \times U + 0,005 \times L \quad (59)$$

Onde:

$U$  - Tensão nominal da linha de maior tensão [kV];

$L$  - Distância entre o ponto de cruzamento e o apoio mais próxima da linha superior [m].

No projeto por mim elaborado no âmbito desta monografia foram verificadas as seguintes distâncias:

- Vão 3 - 4 cruza superiormente uma linha da EDP já existente de 15 kV, obtendo-se:

$$D = 1,5 + 0,01 \times 60 + 0,005 \times 60 = 2,4 \text{ m} \quad (60)$$

- Vão 7 - 8 cruza inferiormente uma linha da REN de 400 kV, obtendo-se:

$$D = 1,5 + 0,01 \times 400 + 0,005 \times 260,34 = 7 \text{ m} \quad (61)$$

- Vão 14 - 15 cruza superiormente uma linha da EDP já existente de 15 kV, obtendo-se:

$$D = 1,5 + 0,01 \times 60 + 0,005 \times 34 = 2,3 \text{ m} \quad (62)$$

- Vão 19 - 20 cruza inferiormente uma linha da REN de 400 kV, obtendo-se:

$$D = 1,5 + 0,01 \times 400 + 0,005 \times 132,34 = 6,2 \text{ m} \quad (63)$$

#### 4.8.6. Distância entre Condutores

No artigo 31º do RSLEAT é indicada a distância mínima regulamentar entre os condutores das linhas aéreas atendendo às oscilações provocadas pelo vento.

Para as linhas de alta tensão, a 60 kV, a distância mínima entre condutores é dada pela expressão seguinte:

$$D = k * \sqrt{f + d} + \frac{60}{150} \text{ [m]} \quad (64)$$

Onde:

$k$  - 0,6 para condutores de cobre, bronze, aço e alumínio-aço; 0,7 para condutores de alumínio e ligas de alumínio;

$f$  - Flecha máxima dos condutores [m];

$d$  - Comprimento das cadeias de isoladores suscetíveis de oscilarem transversalmente à linha [m].

Fora das zonas de gelo, a distância entre condutores pode ser inferior à obtida pela expressão anterior, desde que a distância entre os planos horizontais que passam pelos respetivos pontos de fixação não seja menor que dois terços do valor obtido pela expressão anterior. Em qualquer dos casos, a distância mínima entre condutores para linhas de alta tensão é no mínimo de 0,6 metros.

#### 4.8.7. Distância entre os Condutores e o Cabo de Guarda

O artigo 32º do RSLEAT indica que a distância mínima regulamentar entre os condutores e os cabos de guarda não deve ser inferior à distância mínima regulamentar entre condutores.

#### 4.8.8. Desvio Transversal das Cadeias de Isoladores de Suspensão

Em geral, numa linha aérea de alta tensão aplicam-se dois tipos de cadeias de isoladores: cadeias em suspensão e cadeias em amarração. A ação do vento sobre os condutores faz com que as cadeias de suspensão se desviem, podendo aproximar de modo perigoso os condutores ao apoio.

Os apoios de ângulo podem ter cadeias de amarração ou de suspensão. Neste último caso, a aproximação das cadeias ao apoio é derivada ao desvio produzido pelo vento e também ao ângulo, o que aumenta o perigo de aproximação excessiva. Mesmo sem vento, as cadeias de suspensão nos apoios de ângulo tendem para uma posição desviada da vertical, ao contrário do que sucede nos apoios em alinhamento. Por este motivo, nos apoios de ângulo opta-se normalmente por cadeias de amarração [14] [RSLEAT].

Nos apoios em alinhamento são normalmente aplicadas cadeias de suspensão. Nestes casos é necessário proceder ao cálculo do máximo desvio transversal que a cadeia sofre, a fim de verificar se este não ultrapassa o máximo indicado no RSLEAT.

A Figura 4.7 ilustra o desvio transversal de uma cadeia em suspensão provocado pelo vento.

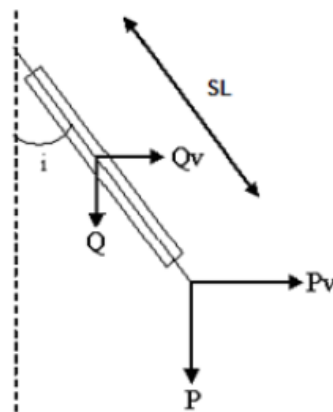


Figura 4.7 - Desvio transversal de uma cadeia de isoladores em suspensão [14].

As forças aplicadas são:

$P_v$  - Ação do vento no condutor [daN];

$P$  - Peso do condutor [daN];

$Q_v$  - Ação do vento na cadeia de isoladores [daN];

$Q$  - Peso da cadeia e seus acessórios [daN];

$SL$  - Comprimento da cadeia de isoladores [m].

O desvio transversal  $i$  é função da resultante do sistema de forças que está submetida a cadeia e é calculado a partir de expressão seguinte:

$$i = tg^{-1} \left[ \frac{P_V + \frac{Q_V}{2}}{P + \frac{Q}{2}} \right] [grados] \quad (65)$$

As fórmulas para o cálculo de  $P$  e  $P_V$  são as seguintes:

$$P = \omega * L [daN] \quad (66)$$

em que  $L$  é a distancia entre os pontos de inflexão da catenária nos vãos contíguos ao apoio.

$$P_V = \alpha * c * \left( \frac{q}{2} \right) * d * \frac{L_1 + L_2}{2} [daN] \quad (67)$$

onde  $L_1$  e  $L_2$  representam o comprimento dos vãos contíguos ao apoio. Já o peso da cadeia,  $Q$ , e a ação do vento na cadeia de isoladores,  $Q_V$ , são conhecidos à partida.

Por outro lado, o ângulo de desvio transversal máximo que a cadeia pode sofrer sem ultrapassar a distância máxima regulamentar,  $D_{max}$ , é dado pela equação seguinte:

$$i_{max} = \cos^{-1} \left( \frac{D_{max}}{SL} \right) \quad (68)$$

Se o ângulo de desvio  $i$ , for menor que o ângulo de desvio transversal máximo,  $i_{max}$ , fica cumprida a norma regulamentar.

O valor do desvio transversal máximo admissível pela EDP é de 60 grados. Caso o desvio transversal ultrapasse o máximo admissível, é necessário substituir a cadeia de isoladores por outra que satisfaça a condição. Normalmente, nestes casos, substitui-se as cadeias de suspensão por cadeias de amarração.



## Capítulo 5

# Projeto de Linha Aérea de Alta Tensão - Memória Descritiva e Justificativa

A linha aérea projetada tem como objetivo estabelecer a ligação a 60 kV entre a subestação da EDP em Lomba do Vale e a subestação de frades. A linha tem um comprimento total de 6478 m.

No início do projeto foram definidas algumas especificidades da linha, tais como:

- Traçado da linha (localização dos apoios de ângulo);
- Condutores e cabo de guarda;
- Tipo de linha (simples/dupla);
- Método de abordagem.

Com base nestas definições, deu-se início ao projeto recorrendo ao método da tensão máxima constante. Este método caracteriza-se pela determinação do valor máximo da tensão dos cabos de modo a que as tensões verificadas nunca ultrapassem o valor considerado. O projeto foi realizado sem recurso a ferramentas informáticas, à exceção dos cálculos para os quais se recorreu à folha de cálculo elaborada no *software Microsoft Office Excel*.

As etapas constituintes do projeto são as seguintes:

1. Definição do valor da tensão mecânica dos condutores e cabo de guarda a utilizar nos vãos da linha;
2. Cálculo dos coeficientes de sobrecarga e do vão crítico. De realçar que parte do traçado da linha situa-se numa zona de gelo;
3. Foram considerados três vãos médios no projeto da linha: 150 m, 200 m e 250 m. Para cada vão foi determinado o estado atmosférico mais desfavorável;
4. Cálculo da tensão mecânica para cada vão médio no estado de flecha máxima (verão, temperatura de 80°C e coeficiente de sobrecarga unitário) a partir da resolução da equação de estados;
5. Cálculo dos parâmetros das catenárias correspondentes aos vãos considerados;

6. Cálculo das distâncias mínimas de segurança da linha aos obstáculos presentes ao longo do traçado, de acordo com o disposto no RSLEAT;
7. Recorrendo a escantilhões com as catenárias para diversos parâmetros disponíveis no Departamento de Redes da EDP Distribuição, procedeu-se ao desenho das catenárias no perfil em papel. Saliente-se que a escolha do local de implantação dos apoios foi, sempre que possível, nas extremas das propriedades, com o objetivo de interferir o mínimo possível com a exploração das mesmas;
8. Escolha do tipo de fixação dos condutores nos apoios, ou seja, amarração ou suspensão;
9. Cálculo dos vãos equivalentes fictícios de cada cantão. Recalcularam-se os parâmetros das catenárias para cada cantão, e posteriormente, foi repetida a etapa 7 com os novos parâmetros. Neste ponto foram realizadas correções nas alturas dos apoios e nos comprimentos dos vãos. Também foram feitas correções em situações em que o comprimento dos vãos de um cantão era superior ou inferior a 25% do comprimento do vão equivalente do cantão;
10. Neste ponto foram escolhidas as armações dos apoios. Em casos especiais, como no cruzamento com linhas MAT, foram selecionadas apoios e armações especiais de forma a cumprir as distâncias de segurança calculadas no ponto 6;
11. Com base nas hipóteses de cálculo mencionadas no RSLEAT procedeu-se ao cálculo dos esforços transmitidos pelos condutores, cabo de guarda e cadeias de amarração aos apoios da linha, segundo os eixos ortogonais x, y e z;
12. Escolha dos apoios capazes de resistir aos esforços calculados no ponto 11. Foram unicamente utilizados apoios metálicos do tipo F. Depois de escolhidos os apoios, determinou-se as suas alturas recorrendo aos valores normalizados presentes no catálogo do fabricante;
13. Depois da escolha dos apoios e das armações foram calculadas as distâncias mínimas entre condutores de acordo com o artigo 31º do RSLEAT. No caso de incumprimento das distâncias mínimas presentes no regulamento, procedeu-se à escolha de outro apoio, com distâncias maiores entre braços, ou então passar a fixação dos condutores para amarração;
14. Análise do desvio transversal das cadeias de isoladores de suspensão. Esta verificação foi realizada com base no modelo matemático apresentado no ponto 4.8.8 do presente documento. Nos casos em que o desvio transversal ultrapassava o limite estipulado, recorreu-se à mudança do tipo de fixação do apoio, ou seja, passar de suspensão para amarração;
15. Por fim foram introduzidos todos os apoios e parâmetros que definem o perfil da linha no *software* de cálculo CLinhas. Este *software*, muito utilizado pelos engenheiros da EDP, serviu para confrontar todos os resultados obtidos nos pontos anteriores e para



obter o perfil da linha em desenho assistido por computador, o qual se apresenta no Anexo B.

## 5.1. Objeto do Projeto

Com o objetivo de estabelecer ligação a 60 kV entre a subestação de Lomba do Vale, situada no distrito de Vila Real, e a Subestação de Frades, situada no distrito de Braga, vai a EDP - Distribuição Energia, SA proceder à instalação de uma linha aérea de transmissão de energia elétrica a 60 kV interligando as referidas instalações.

## 5.2. Corrente e Tensão

A linha a estabelecer deverá transportar uma potência máxima de 120 MW, sob a forma de corrente alternada trifásica, com frequência de 50 Hertz e à tensão de 60 kV.

## 5.3. Cálculo Elétrico

### 5.3.1. Caraterísticas do Condutor e Cabo de Guarda

A linha terá um comprimento total de 6478 metros, será em linha dupla constituída em toda a sua extensão por seis condutores de alumínio-aço da gama ACSR 325 e por um cabo de guarda da gama OPGW AS/AA32/113 com as caraterísticas apresentadas na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Caraterísticas dos Condutores e Cabo de Guarda.

Parâmetro	Condutor	Cabo de Guarda
Tipo de cabo	Al - Aço 325 mm <sup>2</sup> (ACSR)	OPGW AS/AA/ST 32/113
Secção total (mm <sup>2</sup> )	326,12	144,76
Secção de Alumínio (mm <sup>2</sup> )	264,42	112,59
Secção de Aço (mm <sup>2</sup> )	61,70	32,17
Diâmetro (mm)	23,45	16,0
Composição (nº fios x mm)	30x3,35 + 7x3,35	6x3,2 + 12x3,2
Resistência (Ω/km a 20°C)	0,1093	0,269
Peso linear (kg/m)	1,213	0,550
Carga de rotura (kg)	10938	7320
Módulo de elasticidade (daN/mm <sup>2</sup> )	7950	7920
Coeficiente de dilatação linear (°C <sup>-1</sup> )	17,8 x 10 <sup>-6</sup>	18,7

O condutor possui uma alma de aço constituída por 7 fios de aço galvanizado (1+6), em torno da qual são cablados 30 (12+18) fios de alumínio de elevado grau de pureza. Os fios de

aço e de alumínio são dispostos em camadas concêntricas que se desenvolvem alternadamente e sucessivamente em sentidos contrários. A alma de aço é protegida contra a corrosão através da aplicação de uma massa nos interstícios do cabo.

Os cabos ACSR são reconhecidos pela sua economia, fiabilidade e elevada resistência à tração. É um tipo de cabo que combina o baixo peso e a elevada condutividade do alumínio, com a elevada resistência à tração conferida pelo aço. Estes cabos podem transmitir uma maior quantidade de energia e possuem tempos de vida superiores em relação a outros cabos utilizados em linhas aérea de alta tensão [13].

O cabo de guarda é constituído por duas camadas concêntricas de fios metálicos, com a seguinte composição e distribuição [13]:

- **Grupo central** - 1 fio ACS (aço revestido com alumínio - *aluminium clad steel*);
- **Primeira camada** - 3 fios de ACS, 2 fios de liga de alumínio e 1 tubo de aço-inox contendo no seu interior um composto de geleia e as fibras óticas;
- **Segunda camada** - 12 fios de liga de alumínio.

Os fios são cablados com os passos adequados ao cumprimento das características finais aplicáveis [13].

### 5.3.2. Intensidade de Corrente

Pelo facto de estarmos perante uma linha dupla, com os dois ternos a funcionar em paralelo, a intensidade de corrente que transita em cada condutor é:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U_n * \cos(\varphi)} = \frac{120 * 10^3}{2 * \sqrt{3} * 60 * 10^3 * 0,9} = 642 \text{ A}$$

A densidade de corrente é então:

$$d = \frac{I}{\sigma} = \frac{642}{326,12} = 1,967 \text{ A/mm}^2$$

### 5.3.3. Perdas de Energia

A resistência óhmica de um condutor com as características apresentadas na tabela 5.1 e com 6,478km é dada por:

$$R = L \times R_{20^\circ\text{C}} = 6,478 * 0,1093 = 0,708 \Omega$$

Como a linha é dupla vem:

$$R = \frac{0,708}{2} = 0,354 \Omega$$

A perda de energia por resistência ôhmica será:

$$p = 3 \times R \times (2I)^2 = 3 \times 0,354 \times (2 \times 642)^2 = 1748 \text{ kW}$$

Ou seja:

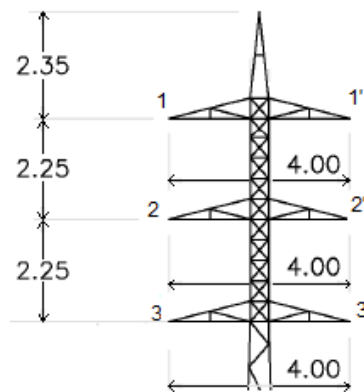
$$p(\%) = \frac{1748}{120000} \times 100 = 1,46\% \text{ da potência total transportada.}$$

#### 5.3.4. Queda de Tensão

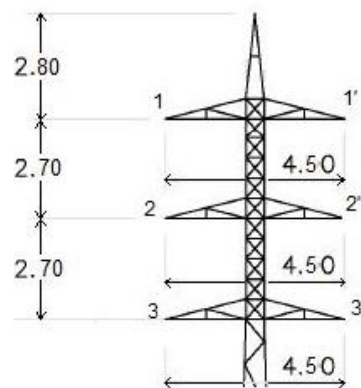
O coeficiente de autoindução médio, por fase e por quilômetro, é obtido a partir da equação (18) apresentada no capítulo 3:

$$L = \left[ \frac{\mu}{2n} + 4,605 \log \frac{D}{r} \right] \times 10^{-4} \text{ [H/km]}$$

As figuras 5.1 e 5.2 representam os topos dos apoios usados no projeto da linha.



**Figura 5.1** - Topo de um apoio tipo F30CD e respectivas distâncias entre os pontos de fixação dos cabos, expressas em metros [17].



**Figura 5.2** - Topo de um apoio tipo F95CD/F165CD e respectivas distâncias entre pontos de fixação dos cabos, expressas em metros [17].

A distância geométrica entre condutores é obtida partir da expressão (4) apresentada no capítulo 3:

$$D = \sqrt[3]{D_1 \times D_2 \times D_3} \text{ [m]}$$

Apoio F30CD:

$$D_{1-2'} = D_{2-1'} = D_{2-3'} = D_{3-2'} = \sqrt{2,25^2 + 4,00^2} = 4,589 \text{ m}$$

$$D_{1-3'} = D_{3-1'} = \sqrt{4,50^2 + 4,00^2} = 6,021 \text{ m}$$

$$D_1 = \frac{\sqrt{D_{1-2} \times D_{1-2'} \times D_{1-3} \times D_{1-3'}}}{D_{1-1'}} = \frac{\sqrt{2,25 \times 4,59 \times 4,50 \times 6,02}}{4,00} = 4,182 \text{ m}$$

$$D_2 = \frac{\sqrt{D_{2-1} \times D_{2-1'} \times D_{2-3} \times D_{2-3'}}}{D_{2-2'}} = \frac{\sqrt{2,25 \times 4,59 \times 2,25 \times 4,59}}{4,00} = 2,582 \text{ m}$$

$$D_3 = \frac{\sqrt{D_{3-1} \times D_{3-1'} \times D_{3-2} \times D_{3-2'}}}{D_{3-3'}} = \frac{\sqrt{4,50 \times 6,02 \times 2,25 \times 4,59}}{4,00} = 4,182 \text{ m}$$

$$D = \sqrt[3]{4,182 \times 4,582 \times 4,182} = 4,311 \text{ m}$$

$$r = \frac{d}{2} = \frac{23,45}{2} = 11,725 \text{ mm}$$

O coeficiente de autoindução vem:

$$L_1 = \left[ 0,25 + 4,605 \log \frac{4311}{11,725} \right] \times 10^{-4} = 12,064 \times 10^{-4} \text{ H/km}$$

A expressão que traduz a reatância Indutiva é apresentada no capítulo 3 e é dada por:

$$X_1 = 2 \times \pi \times 50 \times 12,064 \times 10^{-4} = 0,379 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Uma vez que o apoio do tipo F30CD é usado numa extensão de 3,491 quilómetros da linha, tem-se:

$$X_1 = 0,379 \times 3,491 = 1,323 \text{ } \Omega$$

Apoios F95CD e F165CD:

$$D_{1-2'} = D_{2-1'} = D_{2-3'} = D_{3-2'} = \sqrt{2,70^2 + 4,50^2} = 5,248 \text{ m}$$

$$D_{1-3'} = D_{3-1'} = \sqrt{5,40^2 + 4,50^2} = 7,029 \text{ m}$$

$$D_1 = \frac{\sqrt{D_{1-2} \times D_{1-2'} \times D_{1-3} \times D_{1-3'}}}{D_{1-1'}} = \frac{\sqrt{2,70 \times 5,25 \times 5,40 \times 7,03}}{4,50} = 5,154 \text{ m}$$

$$D_2 = \frac{\sqrt{D_{2-1} \times D_{2-1'} \times D_{2-3} \times D_{2-3'}}}{D_{2-2'}} = \frac{\sqrt{2,70 \times 5,25 \times 2,70 \times 5,25}}{4,50} = 3,149 \text{ m}$$

$$D_3 = \frac{\sqrt{D_{3-1} \times D_{3-1'} \times D_{3-2} \times D_{3-2'}}}{D_{3-3'}} = \frac{\sqrt{5,40 \times 7,03 \times 2,70 \times 5,25}}{4,50} = 5,154 \text{ m}$$

$$D = \sqrt[3]{5,154 \times 3,149 \times 5,154} = 4,373 \text{ m}$$

O coeficiente de autoindução vem:

$$L_2 = \left[ 0,25 + 4,605 \log \frac{4373}{11,725} \right] \times 10^{-4} = 12,093 \times 10^{-4} \text{ H/km}$$

Logo, a reatância indutiva é:

$$X_2 = 2 \times \pi \times 50 \times 12,093 \times 10^{-4} = 0,380 \Omega/\text{km}$$

Tendo em conta que os apoios do tipo F95CD e F165CD são usados numa extensão de 2,995 quilómetros da linha, tem-se:

$$X_2 = 0,380 \times 2,995 = 1,138 \Omega$$

A reatância total da linha é então:

$$X = X_1 + X_2 = 2,461 \Omega$$

Finalmente, a queda de tensão entre fases é obtida a partir da seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \Delta V &= \sqrt{3} * I * (R * \cos(\varphi) + X * \sin(\varphi)) = \sqrt{3} * 642 * (0,354 * 0,9 + 2,461 * \sin(\cos^{-1}(0,9))) \\ &= 1546 \text{ V} \end{aligned}$$

A queda de tensão também pode ser apresentada sob a forma de percentagem da tensão nominal da linha, ou seja:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{U_n} * 100 = \frac{1546}{60 * 10^3} = 2,58\%$$

### 5.3.5. Capacidade

Em linhas trifásicas, a capacidade por fase é dada a partir da expressão (19) apresentada no capítulo 3:

$$C = \frac{24,2}{\log \frac{D}{r}} \times 10^{-9} [F/km]$$

Em apoios do tipo F30CD obtemos:

$$C_1 = \frac{24,2}{\log \frac{4,311}{11,725 \times 10^{-3}}} \times 10^{-9} = 9,43 \text{ nF/km}$$

Uma vez que o apoio do tipo F30CD é usado numa extensão de 3,491 quilómetros da linha, tem-se:

$$C_1 = 9,43 \times 3,491 = 32,92 \text{ nF}$$

Em apoios do tipo F95CD e F165CD obtemos

$$C_2 = \frac{24,2}{\log \frac{4,373}{11,725 \times 10^{-3}}} \times 10^{-9} = 9,41 \text{ nF/km}$$

Tendo em conta que os apoios do tipo F95CD e F165CD são usados numa extensão de 2,995 quilómetros da linha, tem-se:

$$C_2 = 9,41 \times 2,995 = 28,18 \text{ nF}$$

A capacidade total da linha é então:

$$C = C_1 + C_2 = 61,10 \text{ nF}$$

### 5.3.6. Susceptância

A susceptância é obtida a partir da expressão (24), apresentada no capítulo 3.

$$B = \omega * C \text{ [S]}$$

A susceptância total da linha é então:

$$B = 2 \times 50 \times \pi \times 61,10 \times 10^{-9} = 1,92 \times 10^{-5} \text{ S}$$

### 5.3.7. Condutância

A condutância é obtida a partir da expressão (20), apresentada no capítulo 3.

$$G = \frac{p}{U_s^2} \times 10^{-3} \text{ [S/km]}$$

Onde:

$$p = \frac{1748}{6,478} = 270 \text{ kW/km}$$

Obtemos então:

$$G = \frac{270}{\left(\frac{60}{\sqrt{3}}\right)^2} \times 10^{-3} = 0,0002 \text{ S/km}$$

A condutância total da linha é:

$$G = 0,0002 \times 6,478 = 0,0013 \approx 0 \text{ S}$$

### 5.3.8. Admitância

A admitância é obtida a partir da expressão (28), apresentada no capítulo 3.

$$\bar{Y} = G + jB \text{ [S/km]}$$

A admitância total da linha é:

$$\bar{Y} = 0 + j1,92 \times 10^{-5} \text{ S}$$

$$|Y| = 1,92 \times 10^{-5} \text{ S}$$

$$\angle Y = 90^\circ$$

### 5.3.9. Impedância

A impedância é obtida a partir da expressão (25), apresentada no capítulo 3.

$$\bar{Z} = R + jX \text{ } [\Omega/km]$$

A impedância total da linha é:

$$\bar{Z} = 0,354 + j2,461 \text{ } \Omega$$

$$|Z| = 2,49 \text{ } \Omega$$

$$\angle Z = 81,8^\circ$$

### 5.3.10. Impedância Caraterística

A impedância caraterística é obtida a partir da expressão (31), apresentada no capítulo 3.

$$Z_c = \sqrt{\frac{\bar{Z}}{\bar{Y}}} \text{ } [\Omega]$$

A impedância caraterística total da linha é:

$$Z_c = \sqrt{\frac{0,354 + j2,461}{0 + j1,92 \times 10^{-5}}} = 358,94 - j25,68 \text{ } \Omega$$

$$|Z_c| = 359,86 \text{ } \Omega$$

$$\angle Z_c = -4,09^\circ$$

### 5.3.11. Ângulo de Carga

Sendo válida para esta linha a aproximação para linhas curtas (<100 km), é possível aplicar o esquema em  $\pi$  da linha, representado na Figura 5.3.

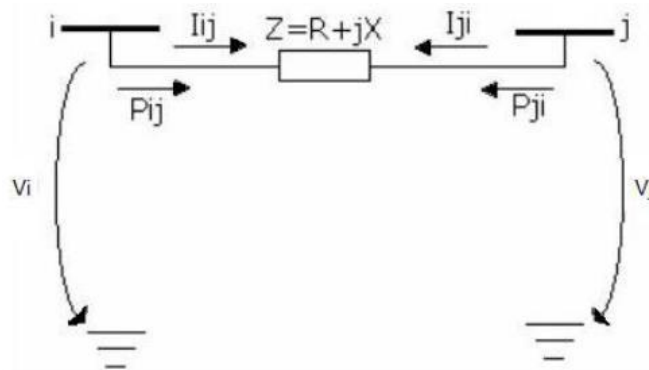


Figura 5.3 - Esquema equivalente em  $\pi$  da linha [14].



$$P_{ij} = \frac{1}{R^2 + X^2} \left( RV_i^2 - RV_i V_j \times \cos(\delta) + XV_i V_j \times \sin(\delta) \right) \quad (69)$$

No caso da linha em estudo temos:

$P_{ij}$  - 120 MW;

$R$  - 0,354  $\Omega$ ;

$X$  - 2,461  $\Omega$ ;

$V_i$  - 60 kV = 60000 V;

$V_j$  - 60000 - 1546 = 58454 V.

Calculando o ângulo de carga, temos:

$$120 \times 10^6 = \frac{1}{0,354^2 + 2,461^2} \times \\ \times (0,354 \times 60000^2 - 0,354 \times 60000 \times 58454 \times \cos(\delta) + 2,461 \times 60000 \times 58454 \\ \times \sin(\delta)) \equiv \delta = 4,7^\circ$$

Como o ângulo de carga obtido é bastante inferior a 90°, a linha apresenta uma margem de estabilidade suficiente.

## 5.4. Cadeia de Isoladores

Serão usados isoladores de calote e haste, em porcelana, do tipo E100/127 para toda a linha e nas amarrações aos pórticos. Estes isoladores estão bem adaptados às zonas de poluição fraca/média, o que é favorável relativamente à poluição ligeira ou muito baixa que caracteriza em geral todo o corredor da linha.

Por outro lado, do ponto de vista do diâmetro do espigão é muito mais do que suficiente para as correntes de defeito previstas. As características destes isoladores encontram-se na Tabela 5.2.

**Tabela 5.2** - Características eletromecânicas dos isoladores.

<b>Tipo</b>	E100/127
<b>Material</b>	Porcelana
<b>Dimensões</b>	
Diâmetro do disco isolante	255 mm
Passo	127 mm
Comprimento da linha de fuga	315 mm
Peso	3,75 kg
<b>Caraterísticas Elétricas</b>	
<b>Tensão suportável à frequência industrial</b>	
Em seco (1 isolador)	70 kV

Sob chuva (1 isolador) determinada segundo a norma IEC 60383-1	40 kV
Em seco (5 isoladores)	245 kV
Sob chuva (5 isoladores) determinada segundo a norma IEC 60383-1	175 kV
Tensão especificada de perfuração, determinada segundo a norma IEC 60383-1	115 kV
<b>Tensão suportável ao choque atmosférico determinada segundo a norma IEC 60383-1</b>	
Em seco (1 isolador)	100 kV
Em seco (5 isoladores)	395 kV
<b>Caraterísticas Mecânicas</b>	
Carga de rutura	100 kN

Para as zonas de poluição fraca/média a linha de fuga a considerar é de 20 mm/kV (tensão composta), o que determina que para uma tensão máxima de 72,5 kV temos uma linha de fuga total, mínima, de 1450 mm. Uma vez que o tipo de isolador adotado tem uma linha de fuga de 315 mm (tabela 7), por elemento isolador, a constituição mínima da cadeia é de 4,6 isoladores. Neste caso irei adotar como número mínimo 5 isoladores. De acordo com estas considerações, a composição adequada para os diferentes tipos de cadeias é a seguinte:

- Cadeias de amarração aos pórticos - 2x6xE100/127;
- Cadeias de amarração com reforço - 6x E100/127;
- Cadeias de amarração simples - 5xE100/127;
- Cadeias de suspensão com reforço - 6x E100/127;
- Cadeias de suspensão simples - 5x E100/127.

As cadeias com reforço de isolamento serão utilizadas em todos os vãos onde há travessias, garantindo assim que, em caso de um isolador avariado manter-se-á o nível de isolamento que permite a continuidade de serviço (20 mm/kV). Nos restantes vãos serão utilizadas cadeias com cinco isoladores, garantindo assim que em caso de um isolador avariado o comprimento da linha de fuga é de 1260 mm, garantindo ainda os 20 mm/kV para a tensão composta nominal (60kV).

Para as condições atmosféricas normalizadas de referência, segundo a norma IEC-60060-1, os valores das tensões suportáveis especificadas à frequência industrial, sob chuva, dos elementos de cadeia e de cadeias curtas equipadas, de cinco elementos, sem hastes de descarga, não devem ser inferiores aos valores correspondentes na tabela de caraterísticas.

Para as condições atmosféricas normalizadas de referência, segundo a norma IEC 60060-1, os valores das tensões suportáveis especificadas ao choque atmosférico, a seco, dos elementos de cadeia e de cadeias curtas equipadas, de cinco elementos, sem hastes de descarga, não devem ser inferiores aos valores correspondentes na tabela de caraterísticas.

O valor da tensão suportável especificada de perfuração à frequência industrial de cada elemento da cadeia não deve ser inferior ao valor correspondente indicado na tabela de caraterísticas.

A distância entre hastes a respeitar na linha, de modo a permitir a garantia de uma adequada coordenação de isolamento na mesma, é não inferior a 600 mm.

Estas distâncias estão devidamente coordenadas com as distâncias mínimas entre peças em tensão e as partes metálicas das estruturas (massas), que o RSLEAT preconiza para situação em repouso e desviada pelo vento, respetivamente, 39 cm.

As pinças de suspensão para fixação dos condutores e cabos de guarda nos apoios de suspensão são do tipo *Armour Grip Suspension* (AGS), que fixam o cabo através de um sistema de varetas helicoidais e de uma manga de neopreno, apresentando características particularmente favoráveis no que diz respeito à redução ou eliminação de danos causados aos fios que formam o cabo na zona de fixação, em resultado de fadiga causada por vibrações eólicas.

## 5.5. Cálculo Mecânico

### 5.5.1. Condutores e Cabo de Guarda

No projeto elaborado no âmbito desta dissertação, os condutores e cabo de guarda serão montados de modo a que a tração máxima a que ficam sujeitos não ultrapasse, nas condições mais desfavoráveis, os valores apresentados na Tabela 5.3.

**Tabela 5.3** - Tração máxima dos condutores e cabo de guarda.

Início	Fim	Trações máximas (daN/mm <sup>2</sup> )	
		Condutor	Cabo de guarda
P	1	0,8	1,2
1	2	5	8
2	32	8	12
32	33	5	8
33	P	0,8	1,2

A tração máxima utilizada para a maioria dos vãos será de 8 daN/mm<sup>2</sup> para os condutores e 12 daN/mm<sup>2</sup> para o cabo de guarda.

No primeiro e último vão, a tensão máxima será inferior à tensão utilizada nos restantes vãos (5 daN/mm<sup>2</sup> para os condutores e 8 daN/mm<sup>2</sup> para o cabo de guarda) devido ao dimensionamento dos apoios de fim de linha. Em relação à ligação dos apoios aos pórticos das subestações, são regra geral utilizados os valores apresentados.

Os estados atmosféricos a considerar conforme os artigos 12º, 13º, 16º e 21º do RSLEAT encontram-se na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 - Estados atmosféricos.

Estado atmosférico	Inverno	Primavera	Verão
Temperatura (°C)	-10 (c/ gelo)	15	65
Pressão dinâmica do vento (daPa)	42	105	0

No projeto que elaborei e em todos os cálculos desta tese considerei a temperatura de Verão de 80°C, conforme prática da EDP Distribuição. Esta prática destina-se a preparar as linhas aéreas AT para uma exploração em regime de sobrecarga, permitindo, nessa situação, que os condutores atinjam os 80°C. Relativamente à pressão dinâmica do vento, no estado de primavera, utilizei 105 daPa, uma vez que a linha encontra-se a mais de 600 m do plano de referência. No estado de inverno utilizei 42 daPa, conforme previsto no RSLEAT.

#### a) Condutores

##### Coeficientes de sobrecarga:

Para o estado de Inverno, o coeficiente de sobrecarga é dado por:

$$m_1 = \frac{\sqrt{\{\omega + \rho_{gelo} \cdot \frac{\pi}{4} [(d + 2e)^2 - d^2]\}^2 + F_{v1}^2}}{\omega}$$

$$= \frac{\sqrt{\{1,213 + 900 \cdot \frac{\pi}{4} [(0,02345 + 2 \times 0,014)^2 - 0,02345^2]\}^2 + 1,297^2}}{1,213} = 2,466$$

$$F_{v1} = 0,6 \times 1 \times 42 \times (0,02345 + 2 \times 0,014) = 1,297 \text{ daN}$$

Para o estado de Primavera, o coeficiente de sobrecarga é dado por:

$$m_2 = \frac{\sqrt{\omega^2 + F_{v2}^2}}{\omega} = \frac{\sqrt{1,213^2 + 1,477^2}}{1,213} = 1,576$$

$$F_{v2} = 0,6 \times 1 \times 105 \times 0,02355 = 1,477 \text{ daN}$$

Para o estado de verão o coeficiente de sobrecarga é igual à unidade:  $m_{\text{verão}} = 1$ .

Será demonstrado o cálculo do parâmetro dos condutores do cantão nº3 (apoio nº2 ao apoio nº4):

Dados:

Vão 2 - 3: L = 212 m

Vão 3 - 4: L = 201 m

Considerando que os vãos se encontram em patamar, o vão equivalente fictício é dado por:

$$L_{eq} = \sqrt{\frac{212^3 + 201^3}{212 + 201}} = 206,7 \text{ m}$$

e o vão crítico vem:

$$L_{cr} = \frac{326,12 \times 8}{1,213} \times \sqrt{\frac{24 \times 17,8 \times 10^{-6} \times (15 - (-10))}{1,576^2 - 2,466^2}} = L_{cr} \text{ imaginário}$$

Como  $m_1 > m_2$ , o estado mais desfavorável, segundo a árvore de decisão da Figura 4.4, é o Inverno, logo a tração máxima por condutor de 8 daN/mm<sup>2</sup> ocorre para  $\theta = -10^\circ\text{C}$  e  $m = 2,466$ . Aplicando a equação de estados para o estado de Verão obtemos:

$$\begin{aligned} & 80 + \frac{t_{\theta i}}{17,8 \times 10^{-6} \times 7950} - \frac{1 \times 1,213^2 \times 206,7^2}{24 \times 17,8 \times 10^{-6} \times 326,12^2 \times t_{\theta i}^2} \\ &= -10 + \frac{8}{17,8 \times 10^{-6} \times 7950} - \frac{2,466^2 \times 1,213^2 \times 206,7^2}{24 \times 17,8 \times 10^{-6} \times 326,12^2 \times 8^2} \Leftrightarrow t_{\theta i} \\ &= 2,74 \text{ daN/mm}^2 \end{aligned}$$

O parâmetro dos condutores no estado de Verão é então:

$$P_{cd} = \frac{2,74 \times 326,12}{1,213} = 737 \text{ m}$$

A flecha máxima é calculada por:

$$F_{max} = \frac{1 \times 1,213 \times 206,7^2}{8 \times 326,12 \times 2,74} = 7,25 \text{ m}$$

Na Tabela 5.5 encontram-se os resultados obtidos a partir do *software* CLinhas do parâmetro dos condutores em todos os cantões da linha.

Tabela 5.5 - Parâmetro dos condutores em cada cantão da linha.

Cantão	Vão	L (m)	$L_{eq}$ (m)	Estado mais desfavorável	$t_{\theta i}$ (80°C) (daN/mm <sup>2</sup> )	T (80°C) (daN)	$P_{cd}$ (80°C) (m)
1	P - 1	22	22	Inverno	0,26	85	69
2	1 - 2	108	108	Inverno	1,56	508	417
3	2 - 3	212	206,7	Inverno	2,75	898	738
	3 - 4	201					
4	4 - 5	190	181,7	Inverno	2,65	865	710
	5 - 6	172					
5	6 - 7	136	136	Inverno	2,38	777	638
6	7 - 8	137	137	Inverno	2,39	779	640
7	8 - 9	153	153	Inverno	2,50	815	669
8	9 - 10	200	198,1	Inverno	2,72	888	729
	10 - 11	160					
	11 - 12	191					
	12 - 13	201					
	13 - 14	220					
	14 - 15	200					
	15 - 16	200					
9	16 - 17	200	195,2	Inverno	2,71	884	726
	17 - 18	190					
10	18 - 19	192	182	Inverno	2,66	866	711
	19 - 20	170					
11	20 - 21	154	179,9	Inverno	2,65	863	708
	21 - 22	156					
	22 - 23	200					
	23 - 24	152					
	24 - 25	210					
12	25 - 26	500	500	Primavera	4,78	1560	1281
	26 - 27	280					
13	27 - 28	170	242,7	Primavera	4,15	1355	1113
	28 - 29	204					
	29 - 30	266					
14	30 - 31	236	221	Primavera	4,04	1316	1081
	31 - 32	202					
15	32 - 33	261	261	Primavera	2,87	937	769
16	33 - P	32	32	Primavera	0,42	136	112

Na Tabela 5.6 apresentam-se os valores obtidos a partir do *software* CLinhas da flecha máxima dos condutores dos vãos de regulação de cada cantão.

Tabela 5.6 - Flexa máxima dos condutores.

Cantão	Vão	L (m)	$L_{eq}$ (m)	$F_{max}$ (m)
1	P - 1	22	22	1,04
2	1 - 2	108	108	3,50
3	2 - 3	212	206,7	6,90 (vão 3 - 4)
	3 - 4	201		
4	4 - 5	190	181,7	6,37 (vão 4 - 5)
	5 - 6	172		
5	6 - 7	136	136	3,63
6	7 - 8	137	137	3,67
7	8 - 9	153	153	4,41
8	9 - 10	200	198,1	6,88 (vão 15 - 16)
	10 - 11	160		
	11 - 12	191		
	12 - 13	201		
	13 - 14	220		
	14 - 15	200		
	15 - 16	200		
9	16 - 17	200	195,2	6,91 (vão 16 - 17)
	17 - 18	190		
10	18 - 19	192	182	6,51 (vão 18 - 19)
	19 - 20	170		
11	20 - 21	154	179,9	7,08 (vão 22 - 23)
	21 - 22	156		
	22 - 23	200		
	23 - 24	152		
	24 - 25	210		
12	25 - 26	500	500	24,49
13	26 - 27	280	242,7	7,98 (vão 29 - 30)
	27 - 28	170		
	28 - 29	204		
	29 - 30	266		
14	30 - 31	236	221	6,45 (vão 30 - 31)
	31 - 32	202		
15	32 - 33	261	261	11,12
16	33 - P	32	32	1,29

## b) Cabo de Guarda

Coeficientes de sobrecarga

Para o estado de Inverno, o coeficiente de sobrecarga é dado por:

$$\begin{aligned}
 m_1 &= \frac{\sqrt{\{\omega + \rho_{\text{gelo}} \cdot \frac{\pi}{4} [(d + 2e)^2 - d^2]\}^2 + F_{v1}^2}}{\omega} \\
 &= \frac{\sqrt{\{0,55 + 900 \cdot \frac{\pi}{4} [(0,016 + 2 \times 0,014)^2 - 0,016^2]\}^2 + 1,109^2}}{0,55} = 3,748
 \end{aligned}$$

$$F_{v1} = 0,6 \times 1 \times 42 \times (0,016 + 2 \times 0,014) = 1,109 \text{ daN}$$

Para o estado de Primavera, o coeficiente de sobrecarga é dado por:

$$m_2 = \frac{\sqrt{\omega^2 + F_{v2}^2}}{\omega} = \frac{\sqrt{0,55^2 + 1,008^2}}{0,55} = 2,088$$

$$F_{v2} = 0,6 \times 1 \times 105 \times 0,016 = 1,008 \text{ daN}$$

Para o estado de verão o coeficiente de sobrecarga é igual à unidade:  $m_{\text{Verão}} = 1$ .

Será demonstrado o cálculo do parâmetro do cabo de guarda do cantão nº3 (apoio nº2 ao apoio nº4):

Dados:

Vão 2 - 3: L = 212 m

Vão 3 - 4: L = 201 m

Considerando que os vãos se encontram em patamar, o vão equivalente fictício é dado por:

$$L_{eq} = 206,7m$$

e o vão crítico vem:

$$L_{cr} = \frac{144,76 \times 12}{0,55} \times \sqrt{\frac{24 \times 18,7 \times 10^{-6} \times (15 - (-10))}{2,088^2 - 3,748^2}} = L_{cr} \text{ imaginário}$$

Como  $m_1 > m_2$ , o estado mais desfavorável, segundo a árvore de decisão da figura 4.4, é o Inverno, logo a tração máxima do cabo de guarda de 12 daN/mm<sup>2</sup> ocorre para  $\theta = -10^\circ\text{C}$  e  $m = 3,748$ . Aplicando a equação de estados para o estado de Verão obtemos:

$$\begin{aligned} & 80 + \frac{t_{\theta i}}{18,7 \times 10^{-6} \times 7920} - \frac{1 \times 0,55^2 \times 206,7^2}{24 \times 18,7 \times 10^{-6} \times 144,76^2 \times t_{\theta i}^2} \\ &= -10 + \frac{12}{18,7 \times 10^{-6} \times 7920} - \frac{3,748^2 \times 0,55^2 \times 206,7^2}{24 \times 18,7 \times 10^{-6} \times 144,76^2 \times 12^2} \Leftrightarrow t_{\theta i} \\ &= 2,91 \text{ daN/mm}^2 \end{aligned}$$

O parâmetro dos condutores no estado de Verão é então:

$$P_{cg} = \frac{2,91 \times 144,76}{0,55} = 765 \text{ m}$$



A flecha máxima é calculada por:

$$F_{max} = \frac{1 \times 0,55 \times 206,7^2}{8 \times 144,76 \times 2,91} = 6,98 \text{ m}$$

Na Tabela 5.7 encontram-se os resultados obtidos a partir do *software* CLinhas do parâmetro do cabo de guarda em todos os cantões da linha.

**Tabela 5.7** - Parâmetro do cabo de guarda em cada cantão da linha.

Cantão	Vão	L (m)	$L_{eq}$ (m)	Estado mais desfavorável	$t_{\theta i}$ (80°C) (daN/mm <sup>2</sup> )	T (80°C) (daN)	$P_{cg}$ (80°C) (m)
1	P - 1	22	22	Inverno	0,26	38	68
2	1 - 2	108	108	Inverno	1,73	251	450
3	2 - 3 3 - 4	212 201	206,7	Inverno	2,95	427	767
4	4 - 5 5 - 6	190 172	181,7	Inverno	2,89	417	749
5	6 - 7	136	136	Inverno	2,69	390	700
6	7 - 8	137	137	Inverno	2,70	391	702
7	8 - 9	153	153	Inverno	2,78	402	722
	9 - 10	200					
	10 - 11	160					
	11 - 12	191					
8	12 - 13 13 - 14 14 - 15 15 - 16	201 220 200 200	198,1	Inverno	2,93	424	761
9	16 - 17 17 - 18	200 190	195,2	Inverno	2,92	423	759
10	18 - 19 19 - 20	192 170	182	Inverno	2,89	418	750
	20 - 21	154					
	21 - 22	156					
11	22 - 23 23 - 24 24 - 25	200 152 210	179,9	Inverno	2,88	417	748
12	25 - 26 26 - 27	500 280	500	Primavera	5,58	808	1451
13	27 - 28 28 - 29 29 - 30	170 204 266	242,7	Primavera	5,09	737	1323
14	30 - 31 31 - 32	236 202	221	Primavera	4,99	723	1299
15	32 - 33	261	261	Primavera	3,51	508	911
16	33 - P	32	32	Primavera	0,46	67	120

Na Tabela 5.8 apresentam-se os valores obtidos a partir do *software* CLinhas da flecha máxima do cabo de guarda dos vãos de regulação de cada cantão.

Tabela 5.8 - Flecha máxima do cabo de guarda.

Cantão	Vão	L (m)	$L_{eq}$ (m)	$F_{max}$ (m)
1	P - 1	22	22	1,06
2	1 - 2	108	108	3,24
3	2 - 3 3 - 4	212 201	206,7	6,64 (vão 3 - 4)
4	4 - 5 5 - 6	190 172	181,7	6,03 (vão 4 - 5)
5	6 - 7	136	136	3,31
6	7 - 8	137	137	3,35
7	8 - 9	153	153	4,09
	9 - 10	200		
	10 - 11	160		
	11 - 12	191		
8	12 - 13 13 - 14 14 - 15 15 - 16	201 220 200 200	198,1	6,59 (vão 15 - 16)
9	16 - 17 17 - 18	200 190	195,2	6,61 (vão 16 - 17)
10	18 - 19 19 - 20	192 170	182	6,18 (vão 18 - 19)
	20 - 21	154		
	21 - 22	156		
11	22 - 23 23 - 24 24 - 25	200 152 210	179,9	6,71 (vão 22 - 23)
12	25 - 26 26 - 27	500 280	500	21,60
13	27 - 28 28 - 29 29 - 30	170 204 266	242,7	6,71 (vão 29 - 30)
14	30 - 31 31 - 32	236 202	221	5,37 (vão 30 - 31)
15	32 - 33	261	261	9,39
16	33 - P	32	32	1,20

### 5.5.2. Tensão Máxima Permanente (*Everyday Stress*)

Quanto mais elevada for a tensão mecânica de um cabo, maior é a probabilidade de aparecimento de vibrações, pelo que é conveniente manter esta tensão dentro de certos limites. As vibrações podem originar a rotura dos cabos ou a rotura da fixação dos cabos aos apoios. Surge assim o conceito de tensão máxima permanente (*everyday stress*).

A condição a verificar está representada na inequação seguinte:

$$T_{15^{\circ}\text{C}} \leq 22\% \times t_{rotura} \quad (70)$$

Esta condição pressupõe que serão utilizados na linha anti vibradores e que as pinças de suspensão serão pinças anti vibratórias do tipo AGS (*Armour Grip Suspension*).

Apesar das conhecidas características redutoras de danos de fadiga nos cabos condutores associadas ao uso de pinças de suspensão AGS, tanto estes como os cabos de guarda estão sujeitos a regimes de vibrações eólicas, que exigem a adoção de sistemas especiais de amortecimento.

Alguns fatores determinam o comportamento dos cabos nestas circunstâncias:

- Características de inércia (massa) e de elasticidade;
- Tensão mecânica de esticamento (normalmente referenciada ao *everyday stress*);
- Geometria dos vãos;
- Regime dos ventos (geralmente os regimes de rajada que condicionam as trações máximas sobre cabos e estruturas, não produzem fadiga nos cabos; são neste caso os regimes lamelares de velocidade baixa-média que produzem as vibrações de mais alta frequência que conduzem a problemas de fadiga mecânica; os terrenos de baixa rugosidade oferecem em geral as condições topográficas para a ocorrência deste tipo de ventos.

A modelização matemática deste fenómeno, com a intenção de produzir resultados generalizáveis a todas as circunstâncias de projeto é bastante complexa e uma perspectiva de cálculo caso a caso não é prática. De um modo geral, em função da parametrização das grandezas acima referidas, são projetados amortecedores, cujas características de inércia e elásticas permitem o amortecimento num espectro relativamente largo de frequências na gama das expectáveis.

A geometria de colocação no vão é, geralmente, definida através de regras empíricas e de uma análise estatística baseada numa amostragem significativa de ensaios, medidas laboratoriais e experiência de utilização.

Situações excecionais têm, por vezes, de ser objeto de análise e tratamento específico, mas serão, para além de raras, situações de tratamento à *posteriori*, isto é, por medição e análise do espectro de vibrações num vão concreto já existente.

Nos casos em que a pesquisa de vibrações nos cabos indicar a conveniência de montagem de dispositivos de amortecimento dessas vibrações, proceder-se-á à instalação de amortecedores anti vibratórios, tipo “*Stockbridge*”, convenientemente dimensionados.

Nas Tabelas 5.9 e 5.10 apresentam-se os valores da tensão máxima permanente dos condutores e cabo de guarda em cada vão da linha.

Tabela 5.9 - Tensão máxima permanente dos condutores em cada vão da linha.

Vão	L (m)	$t_{15^{\circ}\text{C}}$ (daN/mm <sup>2</sup> )	$T_{15^{\circ}\text{C}}$ (daN)	$22\% \times t_{rotura}$	Verificação
P - 1	22	0,30	98	2406	OK
1 - 2	108	1,99	649	2406	OK
2 - 3	212	3,34	1089	2406	OK
3 - 4	201	3,35	1093	2406	OK
4 - 5	190	3,36	1096	2406	OK
5 - 6	172	3,39	1106	2406	OK
6 - 7	136	3,47	1132	2406	OK
7 - 8	137	3,46	1128	2406	OK
8 - 9	153	3,42	1115	2406	OK
9 - 10	200	3,35	1093	2406	OK
10 - 11	160	3,41	1112	2406	OK
11 - 12	191	3,36	1096	2406	OK
12 - 13	201	3,35	1093	2406	OK
13 - 14	220	3,33	1086	2406	OK
14 - 15	200	3,35	1093	2406	OK
15 - 16	200	3,35	1093	2406	OK
16 - 17	200	3,35	1093	2406	OK
17 - 18	190	3,36	1096	2406	OK
18 - 19	192	3,36	1096	2406	OK
19 - 20	170	3,39	1106	2406	OK
20 - 21	154	3,42	1115	2406	OK
21 - 22	156	3,42	1115	2406	OK
22 - 23	200	3,35	1093	2406	OK
23 - 24	152	3,43	1119	2406	OK
24 - 25	210	3,34	1089	2406	OK
25 - 26	500	5,24	1709	2406	OK
26 - 27	280	5,58	1820	2406	OK
27 - 28	170	6,25	2038	2406	OK
28 - 29	204	5,96	1944	2406	OK
29 - 30	266	5,63	1836	2406	OK
30 - 31	236	5,77	1882	2406	OK
31 - 32	202	5,98	1950	2406	OK
32 - 33	261	3,27	1066	2406	OK
33 - P	32	0,51	166	2406	OK

Tabela 5.10 - Tensão máxima permanente do cabo de guarda em cada vão da linha.

Vão	L (m)	$t_{15^{\circ}\text{C}}$ (daN/mm <sup>2</sup> )	$T_{15^{\circ}\text{C}}$ (daN)	$22\% \times t_{rotura}$	Verificação
P - 1	22	0,30	43	1610	OK
1 - 2	108	2,33	337	1610	OK
2 - 3	212	3,63	526	1610	OK
3 - 4	201	3,69	534	1610	OK
4 - 5	190	3,75	543	1610	OK
5 - 6	172	3,89	563	1610	OK
6 - 7	136	4,35	630	1610	OK
7 - 8	137	4,34	628	1610	OK
8 - 9	153	4,09	592	1610	OK
9 - 10	200	3,69	534	1610	OK
10 - 11	160	4,01	581	1610	OK
11 - 12	191	3,74	541	1610	OK
12 - 13	201	3,69	534	1610	OK
13 - 14	220	3,60	521	1610	OK
14 - 15	200	3,69	534	1610	OK

Vão	L (m)	$t_{15^{\circ}\text{C}}$ (daN/mm <sup>2</sup> )	$T_{15^{\circ}\text{C}}$ (daN)	$22\% \times t_{rotura}$	Verificação
15 - 16	200	3,69	534	1610	OK
16 - 17	200	3,69	534	1610	OK
17 - 18	190	3,75	543	1610	OK
18 - 19	192	3,74	541	1610	OK
19 - 20	170	3,90	565	1610	OK
20 - 21	154	4,08	591	1610	OK
21 - 22	156	4,05	586	1610	OK
22 - 23	200	3,69	534	1610	OK
23 - 24	152	4,10	594	1610	OK
24 - 25	210	3,64	527	1610	OK
25 - 26	500	6,27	908	1610	OK
26 - 27	280	7,44	1077	1610	OK
27 - 28	170	9,39	1359	1610	OK
28 - 29	204	8,65	1252	1610	OK
29 - 30	266	7,61	1102	1610	OK
30 - 31	236	8,06	1167	1610	OK
31 - 32	202	8,69	1258	1610	OK
32 - 33	261	4,21	609	1610	OK
33 - P	32	0,59	85	1610	OK

### 5.5.3. Distância Mínima entre Condutores e o Cabo de Guarda

Para garantir a distância mínima entre os condutores e o cabo de guarda é usual garantir que o quociente entre o parâmetro do condutor a 80°C e o parâmetro do cabo de guarda a 50°C é igual ou inferior a 0,83.

Na Tabela 5.11 são apresentados os resultados desta condição.

Tabela 5.11 - Verificação da distância mínima entre os condutores e o cabo de guarda.

Cantão	Vão	$P_{cd}$ (80°C) (m)	$P_{cg}$ (50°C) (m)	$P_{cd}/P_{cg}$	Verificação
1	P - 1	69	83	0,83	OK
2	1 - 2	417	508	0,82	Ok
3	2 - 3	738	893	0,82	OK
	3 - 4				
4	4 - 5	710	858	0,83	OK
	5 - 6				
5	6 - 7	638	838	0,76	Ok
6	7 - 8	640	838	0,76	Ok
7	8 - 9	669	839	0,80	Ok
8	9 - 10	729	872	0,83	OK
	10 - 11				
	11 - 12				
	12 - 13				
	13 - 14				
	14 - 15				
	15 - 16				
9	16 - 17	726	874	0,83	OK
	17 - 18				
10	18 - 19	711	868	0,82	OK
	19 - 20				

Cantão	Vão	$P_{cd}$ (80°C) (m)	$P_{cg}$ (50°C) (m)	$P_{cd}/P_{cg}$	Verificação
11	20 - 21	708	858	0,83	OK
	21 - 22				
	22 - 23				
	23 - 24				
	24 - 25				
12	25 - 26	1281	1556	0,82	OK
13	26 - 27	1113	1581	0,70	Ok
	27 - 28				
	28 - 29				
	29 - 30				
14	30 - 31	1081	1591	0,68	Ok
	31 - 32				
15	32 - 33	769	987	0,78	Ok
16	33 - P	112	138	0,81	OK

#### 5.5.4. Apoios

##### Verificação da Estabilidade dos Apoios

Apoio de fim de linha: cálculo dos esforços conforme o artigo 62º do RSLEAT.

Apoio nº33:

Hipótese 1 (vento perpendicular à linha)

→ Esforços longitudinais

- Tração de um condutor na linha:  $326,12 \times 5 = 1630,6 \text{ daN}$
- Tração do cabo de guarda na linha:  $144,76 \times 8 = 1158,08 \text{ daN}$
- Tração de um condutor à saída da subestação:  $326,12 \times 0,8 \times \cos(2,33g) = 260,72 \text{ daN}$
- Tração do cabo de guarda à saída da subestação:  $144,76 \times 1,2 \times \cos(2,33g) = 173,60 \text{ daN}$

$$F_x = 6 \times (1630,6 - 260,72) - 173,60 + 1158,08 = 9204 \text{ daN}$$

→ Esforços transversais

- Vento sobre a cadeia de isoladores: 15 *daN*
- Vento sobre um condutor da linha:  $0,6 \times 1 \times 105 \times 0,02345 \times \frac{261}{2} = 192,79 \text{ daN}$
- Vento sobre um condutor à saída da subestação:  $0,6 \times 1 \times 105 \times 0,02345 \times \frac{32}{2} \times \cos(2,33g)^2 = 23,61 \text{ daN}$
- Vento sobre o cabo de guarda da linha:  $0,6 \times 1 \times 105 \times 0,016 \times \frac{261}{2} = 131,54 \text{ daN}$
- Vento sobre o cabo de guarda à saída da subestação:  $0,6 \times 1 \times 105 \times 0,016 \times \frac{32}{2} \times \cos(2,33g)^2 = 16,11 \text{ daN}$
- Tração de um condutor à saída da subestação:  $326,12 \times 0,8 \times \sin(2,33g) = 9,55 \text{ daN}$
- Tração do cabo de guarda à saída da subestação:  $144,76 \times 1,2 \times \sin(2,33g) = 6,36 \text{ daN}$

$$F_y = 6 \times 23,61 + 16,11 + 6 \times (15 + 15 + 9,55 + 192,79) + 131,54 + 6,36 = 1690 \text{ daN}$$

→ Esforços verticais

- Peso da cadeia de isoladores: 30 *daN*
- Peso de um condutor:  $1,213 \times \frac{261+32}{2} = 177,70 \text{ daN}$
- Peso do cabo de guarda:  $0,55 \times \frac{261+32}{2} = 80,58 \text{ daN}$

$$F_z = 6 \times 177,70 + 12 \times 30 + 80,58 = 1507 \text{ daN}$$

Hipótese 2 (ações excepcionais):

$$F_x = 5 \times 326,12 \times 5 + 144,76 \times 8 = 9311 \text{ daN}$$

**Apoios de alinhamento: cálculo dos esforços conforme o artigo 56° e 59° do RSLEAT.**

Apoio nº31 (suspensão):

Hipótese 1 (vento perpendicular à linha)

→ Esforços transversais

- Vento sobre a cadeia de isoladores: 15 *daN*
- Vento sobre um condutor:  $0,6 \times 1 \times 105 \times 0,02345 \times \frac{236+202}{2} = 323,54 \text{ daN}$
- Vento sobre o cabo de guarda:  $0,6 \times 1 \times 105 \times 0,016 \times \frac{236+202}{2} = 220,75 \text{ daN}$

$$F_y = 6 \times (15 + 323,54) + 220,75 = 2252 \text{ daN}$$

→ Esforços verticais

- Peso da cadeia de isoladores: 30 *daN*
- Peso de um condutor:  $1,213 \times \frac{236+202}{2} = 265,65 \text{ daN}$
- Peso do cabo de guarda:  $0,55 \times \frac{236+202}{2} = 120,45 \text{ daN}$

$$F_z = 6 \times (30 + 265,65) + 120,45 = 1895 \text{ daN}$$

Hipótese 2 (sem vento)

$$F_x = \frac{1}{5} \times 6 \times (323,54 + 220,75) = 653 \text{ daN}$$

Apoio nº30 (amarração):

Hipótese 1 (vento perpendicular à linha)

→ Esforços transversais

- Vento sobre a cadeia de isoladores: 15 *daN*
- Vento sobre um condutor:  $0,6 \times 1 \times 105 \times 0,02345 \times \frac{266+236}{2} = 370,81 \text{ daN}$



- Vento sobre o cabo de guarda:  $0,6 \times 1 \times 105 \times 0,016 \times \frac{266+236}{2} = 253 \text{ daN}$

$$F_y = 6 \times (15 + 15 + 370,81) + 253 = 2658 \text{ daN}$$

→ Esforços verticais

- Peso da cadeia de isoladores:  $30 \text{ daN}$
- Peso de um condutor:  $1,213 \times \frac{266+236}{2} = 304,46 \text{ daN}$
- Peso do cabo de guarda:  $0,55 \times \frac{266+236}{2} = 138,05 \text{ daN}$

$$F_z = 6 \times (30 + 30 + 304,46) + 138,05 = 2325 \text{ daN}$$

Hipótese 2 (sem vento)

$$F_x = \frac{1}{5} \times 6 \times (370,81 + 253) = 749 \text{ daN}$$

Apoio nº26 (reforço):

Hipótese 1 (vento perpendicular à linha)

→ Esforços transversais

- Vento sobre a cadeia de isoladores:  $15 \text{ daN}$
- Vento sobre um condutor:  $0,6 \times 1 \times 105 \times 0,02345 \times \frac{500+280}{2} = 576,17 \text{ daN}$
- Vento sobre o cabo de guarda:  $0,6 \times 1 \times 105 \times 0,016 \times \frac{500+280}{2} = 393,12 \text{ daN}$

$$F_y = 6 \times (15 + 15 + 576,17) + 393,12 = 4030 \text{ daN}$$

→ Esforços verticais

- Peso da cadeia de isoladores:  $30 \text{ daN}$
- Peso de um condutor:  $1,213 \times \frac{500+280}{2} = 473,07 \text{ daN}$

- Peso do cabo de guarda:  $0,55 \times \frac{500+280}{2} = 214,5 \text{ daN}$

$$F_z = 6 \times (30 + 30 + 473,07) + 214,5 = 3413 \text{ daN}$$

Hipótese 2 (sem vento)

$$F_x = \frac{1}{2} \times (326,12 \times 8 \times 6 + 144,76 \times 12) = 8695 \text{ daN}$$

**Apoios de ângulo: cálculo dos esforços conforme o artigo 57º e 60º do RSLEAT.**

Apoio nº18:

Hipótese 1 (vento paralelo à bissetriz do ângulo)

→ Esforço no sentido da bissetriz do ângulo

- Vento sobre a cadeia de isoladores:  $15 \text{ daN}$
- Vento sobre um condutor:  $0,6 \times 1 \times 105 \times 0,02345 \times \frac{190+192}{2} \times \cos(9,51g)^2 = 275,92 \text{ daN}$
- Vento sobre o cabo de guarda:  $0,6 \times 1 \times 105 \times 0,016 \times \frac{190+192}{2} \times \cos(9,51g)^2 = 188,26 \text{ daN}$
- Tração de um condutor:  $2 \times 326,12 \times 8 \times \sin(9,51g) = 776,57 \text{ daN}$
- Tração do cabo de guarda:  $2 \times 144,76 \times 12 \times \sin(9,51g) = 517,06 \text{ daN}$

$$F_y = 6 \times (15 + 15 + 275,92 + 776,57) + 188,26 + 517,06 = 7201 \text{ daN}$$

→ Esforço vertical

- Peso da cadeia de isoladores:  $30 \text{ daN}$
- Peso de um condutor:  $900 \times \frac{\pi}{4} \times [(0,02345 + (2 \times 0,014)^2 - 0,02345^2) + 1,213] \times \frac{190+192}{2} = 515 \text{ daN}$

- Peso do cabo de guarda:  $900 \times \frac{\pi}{4} \times [(0,016 + (2 \times 0,014)^2 - 0,016^2) + 0,55] \times \frac{190+192}{2} = 332 \text{ daN}$

$$F_z = 6 \times (30 + 30 + 515) + 332 = 3782 \text{ daN}$$

Hipótese 2 (sem vento)

→ Esforço no sentido normal à bissetriz do ângulo

$$F_x = \frac{1}{5} \times (6 \times 275,92 + 188,26) = 368,76 \text{ daN}$$

Apoio nº4 (reforço):

Hipótese 1 (vento paralelo à bissetriz do ângulo)

→ Esforço no sentido da bissetriz do ângulo

- Vento sobre a cadeia de isoladores: 15 daN
- Vento sobre um condutor:  $0,6 \times 1 \times 105 \times 0,02345 \times \frac{201+190}{2} \times \cos(14,13g)^2 = 274,83 \text{ daN}$
- Vento sobre o cabo de guarda:  $0,6 \times 1 \times 105 \times 0,016 \times \frac{201+190}{2} \times \cos(14,13g)^2 = 187,51 \text{ daN}$
- Tração de um condutor:  $2 \times 8 \times 326,12 \times \sin(14,13g) = 1145,65 \text{ daN}$
- Tração do cabo de guarda:  $2 \times 12 \times 144,76 \times \sin(14,13g) = 764,80 \text{ daN}$

$$F_y = 6 \times (15 + 15 + 274,83 + 1145,65) + 187,51 + 764,80 = 9655 \text{ daN}$$

→ Esforço vertical

- Peso da cadeia de isoladores: 30 daN
- Peso de um condutor:  $900 \times \frac{\pi}{4} \times [(0,02345 + (2 \times 0,014)^2 - 0,02345^2) + 1,213] \times \frac{201+190}{2} = 527 \text{ daN}$

- Peso do cabo de guarda:  $900 \times \frac{\pi}{4} \times [(0,016 + (2 \times 0,014)^2 - 0,016^2) + 0,55] \times \frac{201+190}{2} = 340 \text{ daN}$

$$F_z = 6 \times (30 + 30 + 527) + 340 = 3862 \text{ daN}$$

Hipótese 2 (sem vento)

→ Esforço no sentido normal à bissetriz do ângulo

$$F_x = \frac{1}{2} \times (6 \times 8 \times 326,12 + 12 \times 144,76) \times \cos(14,13g) = 8482 \text{ daN}$$

Na Tabela 5.12 apresentam-se os resultados obtidos a partir do *software* CLinhas dos esforços atuantes em todos os apoios da linha.

**Tabela 5.12** - Esforços atuantes e esforços máximos de todos os apoios da linha.

N.º Apoio	Designação	Cargas (daN)					
		$F_x$	$F_y$	$F_z$	$F_{x \max}$	$F_{y \max}$	$F_{z \max}$
P	PORTICO	1739	200	377	420	2100	2000
1	F165CD/15	9204	828	1527	417	15736	5047
2	F165CD/18	6450	1776	3232	417	15736	5047
3	F30CD/21	0	2149	3886	417	2453	5096
4	F165CD/33	0	9693	3869	417	15736	5047
5	F30CD/30	0	1895	3428	417	2453	5096
6	F95CD/15	0	1716	3124	273	9072	3355
7	2xAM06- 2750/960-16	0	1541	2810	2000	5500	4000
8	2xAM06- 2750/960-14	0	1626	2962	2000	5500	4000
9	F165CD/30	0	10675	3528	417	15736	5047
10	F30CD/27	0	1885	3410	417	2453	5096
11	F30CD/33	0	1840	3330	417	2453	5096
12	F30CD/30	0	2045	3698	417	2453	5096
13	F30CD/24	0	2189	3958	417	2453	5096
14	F30CD/33	0	2184	3949	417	2453	5096
15	F30CD/33	0	2085	3769	417	2453	5096
16	F165CD/18	0	2175	3949	417	15736	5047
17	F30CD/24	0	2035	3680	417	2453	5096
18	F165CD/18	0	7220	3788	417	15736	5047
19	F30CD/18	0	1895	3428	417	2453	5096
20	F95CD/18	0	1796	3267	273	9072	3355
21	F30CD/24	0	1636	2962	417	2453	5096
22	F30CD/21	0	1865	3375	417	2453	5096
23	F30CD/18	0	1845	3339	417	2453	5096
24	F30CD/21	0	1895	3428	417	2453	5096
25	F165CD/30	0	3695	4211	417	15736	5047
26	F165CD/30	0	4030	3427	417	15736	5047
27	F30CD/24	0	2311	1950	417	2453	5096
28	F30CD/21	0	1936	1651	417	2453	5096
29	F30CD/33	0	2410	2028	417	2453	5096
30	F95CD/24	0	2658	2334	273	9072	3355

N.º Apoio	Designação	$F_x$	$F_y$	$F_z$	$F_{x\ max}$	$F_{y\ max}$	$F_{z\ max}$
31	F30CD/15	0	2252	1902	417	2453	5096
32	F165CD/21	6450	2465	2181	417	15736	5047
33	F165CD/18	9204	1626	1512	417	15736	5047
P	PORTICO	1739	248	306	420	2100	2000

O tipo de fixação utilizada em todos os apoios F30CD foi suspensão reforçada com haste, já nos apoios F95CD e F165CD foram utilizadas armações reforçadas com haste.

De modo a respeitar a distância de segurança entre a linha de alta tensão e a linha da REN presente entre os apoios nº7 e nº8, foi necessário instalar dois pórticos do tipo AM06-2750/960-16 e AM06-2750/960-14, uma vez que não existem apoios normalizados da gama F capazes de respeitar todas as distâncias de segurança envolvidas nesta situação.

### 5.5.5. Desvio Transversal das Cadeias de Isoladores

Para garantir a distância mínima entre os condutores e os apoios, apresentado no artigo 33º do RSLEAT, é necessário que o ângulo de desvio transversal das cadeias de suspensão não seja maior que o ângulo de desvio transversal máximo.

Para linhas aéreas de 60 kV, a distância mínima a garantir entre os condutores e os apoios são as seguintes:

$$D = 0,1 + 0,0065 \times 60 = 0,5\ m, \text{ para condutores nus em repouso}$$

$$D = 0,0065 \times 60 = 0,4\ m, \text{ para condutores nus desviados pelo vento.}$$

Para os condutores em repouso, a distância mínima é verificada em toda alinha, uma vez que as armações utilizadas garantem uma distância entre os condutores e os apoios superior a 0,5 m.

Para os condutores desviados pelo vento, é então necessário garantir no mínimo 0,4 m entre estes e os apoios. Como as cadeias de suspensão aplicadas na linha têm um comprimento de 1,2 m, o ângulo de desvio transversal máximo permitido é dado por:

$$i_{max} = \cos^{-1}\left(\frac{0,4}{1,2}\right) = 78,3\ \text{grados}$$

Para se garantir uma maior margem de segurança, vai-se utilizar 60 grados para o ângulo do desvio transversal máximo:  $i_{max} = 60\ \text{grados}$ .

Para verificação da inclinação das cadeias de isoladores de suspensão será utilizada uma pressão dinâmica do vento de 50% do seu valor normal.

A seguir apresenta-se o cálculo do desvio transversal das cadeias de suspensão do apoio nº 3.

- Ação do vento no condutor:

$$P_v = 0,6 \times 1 \times \frac{105}{2} \times 0,02345 \times \frac{212 + 201}{2} = 152,5 \text{ daN}$$

- Ação do vento na cadeia de isoladores:

$$Q_v = 15 \text{ daN}$$

- Peso do condutor sobre o apoio:

$$P = 1,213 \times 209 = 253,7 \text{ daN}$$

- Peso da cadeia de isoladores:

$$Q = 30 \text{ daN}$$

Desvio transversal da cadeia de isoladores:

$$i = \operatorname{tg}^{-1} \left( \frac{152,5 + \frac{15}{2}}{253,7 + \frac{30}{2}} \right) = 34,17 \text{ grados} < i_{\max}$$

Um vez que o desvio obtido é inferior ao desvio máximo, conclui-se que os condutores não se aproximam excessivamente do apoio. Na Tabela 5.13 encontram-se os resultados obtidos a partir do *software* CLinhas dos desvios transversais de todas as cadeias de suspensão utilizadas na linha.

**Tabela 5.13** - Ângulo do desvio transversal das cadeias de suspensão.

Apoio	<i>i</i> (grados)
3	34,17
5	36,15
10	33,00
11	37,51
12	36,79
13	31,85
14	35,53
15	36,80
17	34,44
19	33,63
21	29,63
22	33,71
23	35,41
24	28,64
27	30,46

Apoio	$i$ (grados)
28	23,23
29	43,96
31	30,88

### 5.5.6. Distância Mínima entre Condutores

De acordo com o exposto no artigo 31º do RSLEAT, os condutores devem ser estabelecidos de forma a não se aproximarem perigosamente entre si, tendo em consideração as oscilações provocadas pelo vento.

Considerando o vão entre o apoio nº 1 e o apoio nº 2 obtêm-se o seguinte resultado para a flecha máxima:

$$F_{max} = \frac{1 \times 1,213 \times 108^2}{8 \times 326,12 \times 1,55} = 3,50 \text{ m} \quad (71)$$

A distância mínima a garantir entre condutores é:

$$D = 0,6 \times \sqrt{3,50} + \frac{60}{150} = 1,52 \text{ m} \quad (72)$$

Como até ao apoio 25, a linha encontra-se numa região com possibilidade de formação de manga de gelo, não podemos aplicar a regra dos dois terços, prevista no RSLEAT.

Na Tabela 5.14 encontram-se os valores das distâncias entre condutores obtidas a partir do *software* CLinhas para todos os vãos da linha.

**Tabela 5.14** - Verificação das distâncias mínimas entre condutores.

Cantão	Vão	L (m)	$L_{eq}$ (m)	$t_{\theta i}$ (80°C) (daN/mm²)	$D_{max}$ (m)	$D_{min}$ (m)
1	P - 1	22	22	0,26	1,50	0,96
2	1 - 2	108	108	1,56	2,70	1,52
3	2 - 3	212	206,7	2,75	2,70	2,06
	3 - 4	201			2,25	2,10
4	4 - 5	190	181,7	2,65	2,70	1,91
	5 - 6	172			2,25	1,92
5	6 - 7	136	136	2,38	2,70	1,54
6	7 - 8	137	137	2,39	0	1,55
7	8 - 9	153	153	2,50	0	1,65
8	9 - 10	200	198,1	2,72	2,70	1,97
	10 - 11	160			2,25	1,82
	11 - 12	191			2,25	2,04
	12 - 13	201			2,25	2,11
	13 - 14	220			2,25	2,25
	14 - 15	200			2,25	2,10
	15 - 16	200			2,25	2,10
	16 - 17	200			2,70	1,97
9	17 - 18	190	195,2	2,71	2,25	2,03

Cantão	Vão	L (m)	$L_{eq}$ (m)	$t_{\theta i}$ (80°C) (daN/mm <sup>2</sup> )	$D_{max}$ (m)	$D_{min}$ (m)
10	18 - 19	192	182	2,66	2,70	1,93
	19 - 20	170			2,25	1,90
11	20 - 21	154	179,9	2,65	2,70	1,63
	21 - 22	156			2,25	1,81
	22 - 23	200			2,25	2,12
	23 - 24	152			2,25	1,78
	24 - 25	210			2,25	2,20
	25 - 26	500			2,70	2,24
12	26 - 27	280	242,7	4,15	2,70	2,18
13	27 - 28	170			2,25	1,67
	28 - 29	204			2,25	1,85
	29 - 30	266			2,25	2,21
14	30 - 31	236	221	4,04	2,70	1,92
	31 - 32	202			2,25	1,86
15	32 - 33	261	261	2,87	2,70	2,40
16	33 - P	32	32	0,42	2,70	1,04

A partir da análise da tabela anterior, pode-se concluir que as distâncias mínimas entre condutores são respeitadas em todos os vãos da linha.

## 5.6. Balizagem das Linhas Aéreas

A Circular de Informação Aeronáutica 10/03 (CIA10/03) de 6 de Maio define as condições e características dos meios utilizados para as balizagens aeronáuticas. Segundo esta circular um dos parâmetros fundamentais para a segurança das operações de voo é a garantia de que os níveis de voo sejam estabelecidos de forma a assegurar as separações verticais mínimas entre a trajetória do voo e o solo, incluindo quaisquer elementos físicos naturais ou obstáculos artificiais [6].

A criação de obstáculos artificiais está legalmente limitada. Contudo, nesta limitação existe espaço para soluções de compromisso. Tendo em vista estas soluções de compromisso é necessário reforçar as medidas que permitam evitar ou reduzir os riscos para as aeronaves. De entre essas medidas salientam-se as destinadas a tornar os obstáculos visíveis à distância considerada segura para que o piloto se aperceba da sua presença. Torna-se assim fundamental a balizagem tanto diurna como luminosa desses obstáculos, como é o caso das linhas aéreas de alta tensão.

As linhas aéreas que cruzam autoestradas, itinerários principais ou itinerários complementares, tendo em conta as características técnicas previstas no Decreto-Lei nº 13/94, de 15 Janeiro, deverão ser balizadas independentemente da sua altura relativamente à rodovia, exceto nos casos em que o traçado se desenvolva abaixo da uma linha aérea já balizada. Os vãos que apresentem comprimento igual ou superior a 500 metros também deverão ser balizados [6].



### 5.6.1. Balizagem Diurna

O conjunto de cabos de uma linha aérea será balizado por bolas de balizagem (baliza) com as seguintes cores, dimensões e distâncias [6]:

- Cada baliza deverá ser de uma só cor: branca, vermelha ou laranja;
- Cada conjunto de balizas instalado ao longo de um cabo deverá ser:
  - De uma só cor, preferencialmente vermelha salvo se não for contrastante, quando apenas forem necessárias quatro ou menos balizas;
  - De duas cores, quando forem necessárias cinco ou mais balizas. Neste caso as balizas deverão ser alternadamente de duas cores a escolher entre branca, laranja e vermelha.
- O espaçamento entre duas balizas consecutivas ou entre uma baliza e o apoio da linha aérea mais próximo deverá ser apropriado ao diâmetro da baliza. Esse espaçamento não deverá exceder em caso algum as seguintes distâncias:
  - 30 m quando o diâmetro da baliza for de 60 cm;
  - 35 m quando o diâmetro da baliza for de 80 cm;
  - 40 m quando o diâmetro da baliza for de pelo menos 130 cm;
  - 12 m, independentemente do diâmetro adotado, quando se localizem sob os canais de aproximação/descolagem.
- Nos casos em que existam múltiplos cabos, as balizas deverão ser colocadas no cabo mais elevado;
- Os cabos das linhas cuja secção nominal seja inferior a 160 mm<sup>2</sup> e que, por essa razão não permitem a instalação de balizagem (bolas) com as dimensões especificadas nesta CIA, poderão vir a ser dotadas com bolas de diâmetro inferior ao especificado mas sujeitas a uma avaliação caso a caso por parte da Autoridade Aeronáutica competente.
- As bolas ou esferas de balizagem não requerem manutenção, não se deslocam, não giram, não sofrem atrito com o cabo nem causam eletrólise ou ressonância harmónica na vibração.

Os Apoios das linhas aéreas sujeitas a balizagem deverão ser balizados em conformidade com as disposições gerais, onde assume aplicação mais corrente o que consta do ponto 4.1 da CIA 10/03, ou seja, o apoio deverá ser balizado por intermédio de faixas perpendiculares ao eixo vertical do apoio. A largura das faixas deverá corresponder a 1/7 da dimensão do poste, as faixas serão pintadas alternadamente nas cores branca e laranja ou branca e vermelha. A parte a sinalizar deverá corresponder a 1/4 da altura ou 30 m, com a adoção do maior daqueles valores [6].

A Figura 5.4 mostra a instalação de uma bola de balizagem numa linha aérea.



**Figura 5.4** - Instalação de bola de sinalização [37].

### **5.6.2. Balizagem Luminosa**

Nos cabos de linhas de 60 kV a balizagem luminosa realiza-se nos apoios da linha aérea. O funcionamento desta balizagem deverá contemplar as situações a seguir indicadas [6]:

- Ligar meia hora antes do pôr-do-sol e desligar meia hora depois do nascer do sol;
- Deve-se manter ligada durante as restantes horas do dia, sempre que a visibilidade seja inferior a 1000 m.

A fonte de energia de socorro das instalações das balizagens luminosas deve possuir uma autonomia mínima de 12 h, salvo se forem considerados procedimentos específicos de exploração que permitam reduzir esta autonomia. Com base na CIA 10/03, no presente projeto está previsto que o cabo de guarda e os apoios que constituem o vão 25 - 26 possuam balizagem diurna, uma vez que o referido vão apresenta um comprimento de 500 metros [6].

## Capítulo 6

# Linhas Aéreas e a sua relação com o Ambiente

Um projeto de linha aérea de alta tensão tem de se reger pela consideração de diversos aspetos relacionados com impactos ambientais, dado que, por um lado se está a lidar com energia elétrica e, consequentemente, campos eletromagnéticos e, por outro lado ao estabelecer um traçado vai alterar-se irreversivelmente a componente paisagística da região.

### 6.1. Tipologias de Paisagem

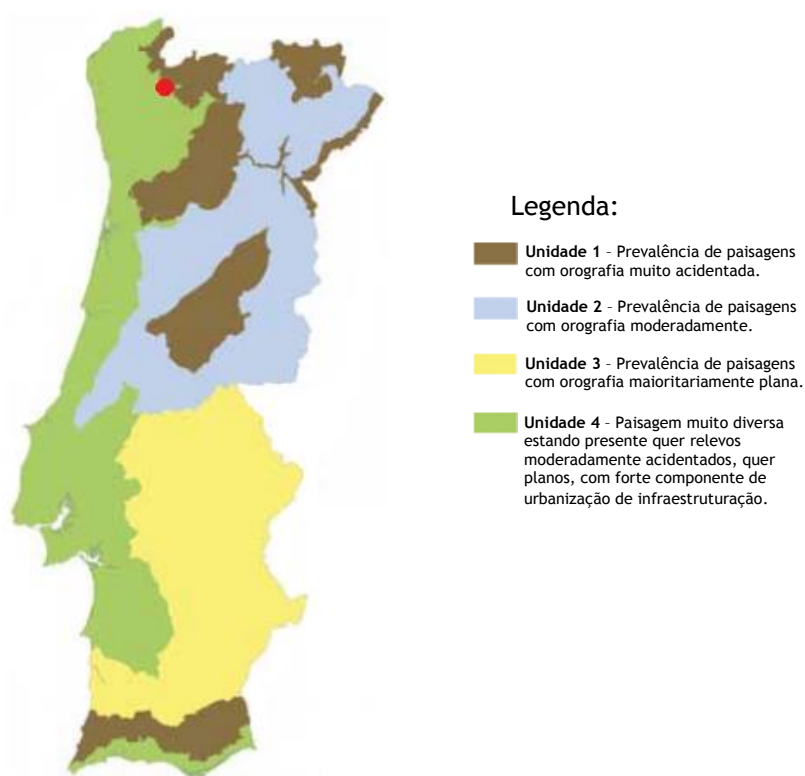
A paisagem é algo complexo, variável e é fortemente vincado pelo posicionamento geográfico e riqueza orográfica do país, interação de diversos fatores ecológicos, conduzindo a uma grande riqueza e diversidade paisagística. Este facto torna aconselhável que se procure identificar zonas homogéneas do ponto de vista do seu carácter, que se refletem em diferentes tipologias de paisagens.

Numa primeira instância distinguiram-se duas situações que, pela sua natureza, trazem condicionantes muito distintas: áreas urbanas e áreas não urbanas, ou seja, paisagens dominadas ou não dominadas pela edificação e infraestruturação do território, respetivamente. As áreas urbanas são também os espaços onde as pessoas permanecem mais tempo, o que leva a que se tenha em conta questões sociais, relativamente à qualidade da paisagem onde vivem.

Desta forma, para as áreas urbanas foram identificadas duas tipologias de paisagens: aglomerados urbanos e rurais consolidados e povoamentos dispersos. Relativamente às áreas não urbanas foram identificadas variadíssimas tipologias de paisagem tendo-se considerado a orografia como primeira variável e o coberto vegetal como segunda variável, sendo que estas são as variáveis paisagísticas mais determinantes na capacidade de absorção visual de infraestruturas [18].

No caso particular da linha que faz a ligação entre o parque eólico de Lomba do Vale e a subestação de Frades, cujo traçado se apresenta no Anexo A, tem-se uma orografia bastante

acidentada com fraca componente urbanística e de infraestruturas, ou seja, vales e montes com declives e variação altimétrica acentuada. Na Figura 6.1 encontra-se indicada a região onde irá ser instalada a linha aérea de alta tensão, bem como os tipos de orografia presentes em Portugal.



**Figura 6.1** - Tipos de orografia nas diferentes regiões de Portugal [18].

De maneira a ser possível avaliar e identificar os impactos na paisagem, é necessário conhecer as seguintes características da infraestrutura elétrica:

- Tensão nominal da linha;
- Tipo de traçado da linha tendo em consideração o seu comprimento e a largura da faixa de proteção associada;
- Tipo de condutor utilizado;
- Quantidade de material e espaçamento dos apoios;
- Acessos temporários e permanentes para a obra e para manutenção da estrutura.

## 6.2. Metodologia para a Integração Paisagística de Linhas Aéreas

No que diz respeito à integração paisagística de linhas aéreas, o primeiro passo consiste em obter e analisar as bases de dados (cartografia - carta militar, carta geológica, carta de ocupação do solo, rede elétrica, rede viária - fotografia aérea) que permitam conhecer as características fisiográficas, o tipo de ocupação humana, áreas sensíveis do ponto de vista territorial e ecológico, entre outros aspetos. A produção de cartografia temática, como cartas de hipsometria ou de declives, facilita a compreensão do território em análise, nomeadamente no que diz respeito à sua capacidade em integrar novas infraestruturas.

A produção de uma carta de visibilidades permite a identificação de áreas desde muito elevada até reduzida visibilidade, obtidas a partir de pontos fixos e pontos móveis (estradas e caminhos, miradouros naturais e construídos e outros pontos notáveis da paisagem, aglomerados habitacionais) localizados na bacia visual (superfície máxima de visibilidade da estrutura em condições atmosféricas ótimas) da área provável de implantação da linha aérea. Trata-se de uma ferramenta de análise, elaborada a partir, fundamentalmente, da sobreposição de dados topográficos e de coberto vegetal, a qual permite identificar a capacidade de absorção visual da paisagem - quanto mais visível for a paisagem maior a sua sensibilidade visual e, conseqüentemente, menor a sua capacidade em absorver o impacto visual provocado pela infraestrutura (por exemplo, zonas planas com coberto vegetal baixo ou paisagens aquáticas apresentam muito menor capacidade de absorção visual, e portanto, de integração paisagística deste tipo de projetos, do que as paisagens acidentadas, sobretudo se se considerarem as encostas expostas a Norte, menos iluminadas, e com coberto vegetal muito alto) [6].

A Figura 6.2 mostra um esquema metodológico para o traçado de novas linhas, ao nível das medidas de prevenção.

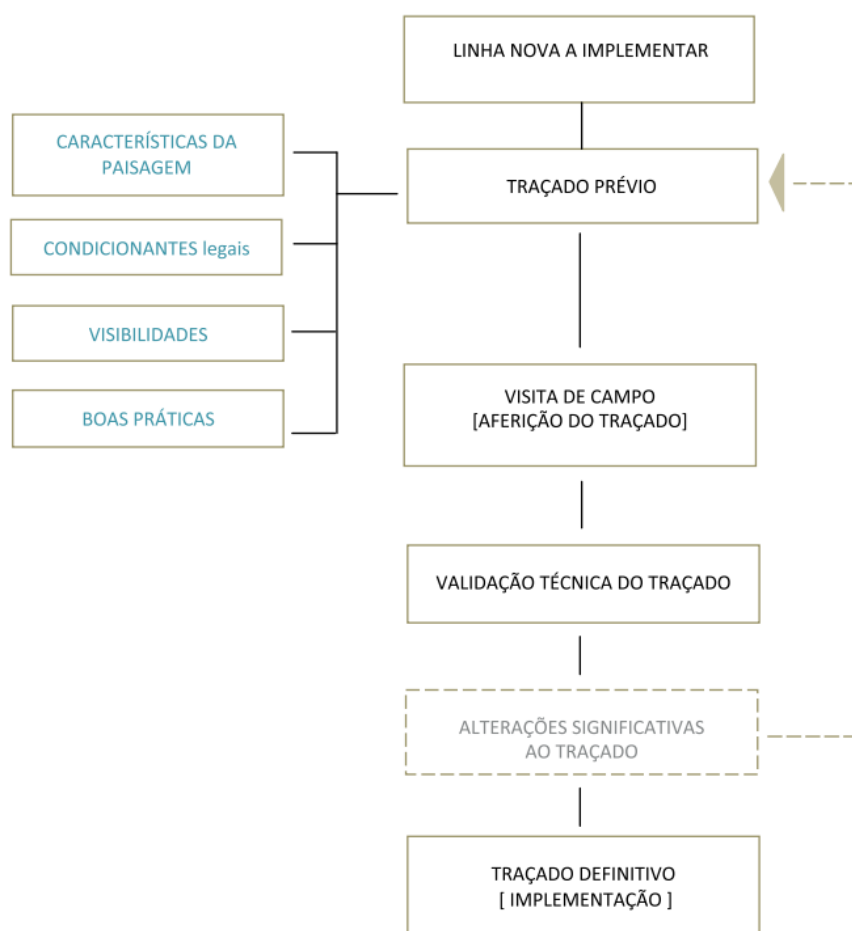


Figura 6.2 - Esquema metodológico para o traçado de novas linhas [6].

### 6.3. Medidas Específicas de Integração Paisagística

As medidas específicas de integração paisagística dependem da tipologia da paisagem e da infraestrutura em causa. As medidas presentes nesta secção devem ser vistas como boas práticas de integração paisagística que se aplicam a uma grande diversidade de situações.

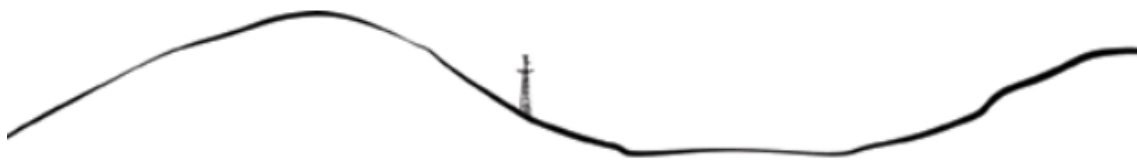
#### 6.3.1. Medidas de Prevenção

As medidas de prevenção servem, principalmente, de apoio ao desenvolvimento de novos projetos, que no caso de linhas de alta tensão são aplicadas na definição de traçados de linhas.

As medidas podem ser divididas entre medidas gerais e medidas aplicadas a infraestruturas específicas. Na fase de análise do traçado é necessário, por exemplo [4] [18]:

- Reconhecer as Zonas de Influência Visual;
- Recorrer à simulação 3D dos projetos, por exemplo, utilizando o *Google Earth* ou o *Design Manager*;
- Evitar perturbar paisagens com valor patrimonial e cénico;

- Evitar perturbar a rota migratória das aves;
- Em zonas acidentadas o traçado deve seguir a meia encosta, esbatendo-se contra o plano da encosta ou de elevações do terreno;
- O traçado deve privilegiar a implantação nas encostas orientadas a Norte, ou seja, as encostas menos iluminadas;
- Nos traçados em zonas planas é relevante considerar o tipo de uso de solo e de coberto vegetal;
- No caso de a linha encontrar uma mancha florestal, deve-se executar o traçado no interior da mancha caso esta tenha dimensão para a absorção visual da linha.



**Figura 6.3** - Apoio situado a meia encosta [18].

### 6.3.2. Medidas de Minimização

As medidas de minimização aplicam-se, quer em situações existentes, quer em novas situações, depois de consideradas as medidas de prevenção, de forma a mitigar os impactos que as infraestruturas possam, ainda, causar na paisagem. Visa a integração específica e localizada no terreno, cujas ações podem incidir quer ao nível das infraestruturas - no caso de uma linha aérea, os apoios - ao nível da forma, escala, cor, textura, padrão, quer ao nível da paisagem, através de modelações do terreno e plantações [18].

Exemplos de medidas de minimização ao nível das infraestruturas:

- Privilegiar apoios com tons neutros e mates;
- Dissimular as infraestruturas através de vegetação.

Exemplos de medidas de minimização ao nível da paisagem:

- Criação de maciços vegetais ao longo das zonas de servidão das linhas, de forma a minimizar o efeito linear e de rotura;
- Plantação de árvores para integração de linhas pré-existent em áreas urbanas.

### 6.3.3. Medidas de Valorização

As medidas de valorização refletem a mais-valia que o aparecimento de uma infraestrutura pode trazer, do ponto de vista paisagístico. Trata-se de assumir a infraestrutura e transformá-

la ou ao território associado em algo útil ou interessante para os utilizadores daquela paisagem, através da inclusão de funções sociais, ambientais e visuais [18].

De seguida são apresentadas algumas medidas de valorização [18]:

- Aproveitamento das zonas de servidão para promoção e gestão de espécies vegetais espontâneas, criando programas de recuperação de habitats;
- Aproveitamento, em áreas urbanas, da zona de servidão para criação de áreas de estacionamento;
- Camuflar apoios em estruturas diversas;

Considerar apoios em formas particulares, envolvendo no seu projeto considerações de natureza artística - infraescultura.

## **6.4. Identificação de Impactos Ambientais**

Segundo a definição, impacto ambiental é o conjunto das alterações favoráveis e desfavoráveis produzidas em parâmetros ambientais e sociais, num determinado período de tempo e numa determinada área, resultantes da realização de um projeto, comparadas com o desenvolvimento que ocorreria nessa área se o projeto não avançasse [22].

O projeto de uma linha aérea de alta tensão tem de se reger pela consideração de diversos aspetos relacionados com os impactos ambientais, uma vez que, por um lado, está-se a lidar com energia elétrica e, consequentemente, com campos eletromagnéticos. Por outro lado, ao se estabelecer um traçado vai se alterar irreversivelmente a zona, tanto ao nível dos habitats naturais, como da fauna e flora. Por conseguinte, têm sido feitos estudos e celebrados protocolos [22][23] entre as entidades de conservação da natureza, como o Instituto de Conservação da Natureza (ICN), a QUERCUS e a Sociedade Portuguesa para o Estudo das Aves (SPEA), e os responsáveis pela exploração, projeto e construção, EDP Distribuição no caso das linhas de média e alta tensão e a REN para linhas de muito alta tensão.

Estes protocolos visam criar métodos para a compatibilização das redes elétricas com a conservação do meio ambiente circundante, tendo já resultado em diversos processos de remodelação de linhas antigas por forma a minimizar os impactos ambientais [24].

### **6.4.1. Impacto dos Campos Eletromagnéticos**

A eletricidade é essencial no dia-a-dia dos países desenvolvidos. Assim, é importante caracterizar os campos eletromagnéticos (CEM) para efeitos da sua interação com os seres vivos.

Os CEM podem ser divididos entre campos elétricos e magnéticos estáticos e de baixas-frequências, onde se incluem as linhas de transmissão de energia, eletrodomésticos e



computadores, e campos de altas-frequências ou de radiofrequências, onde se incluem os radares, emissoras de rádio e televisão, telemóveis, entre outros [25].

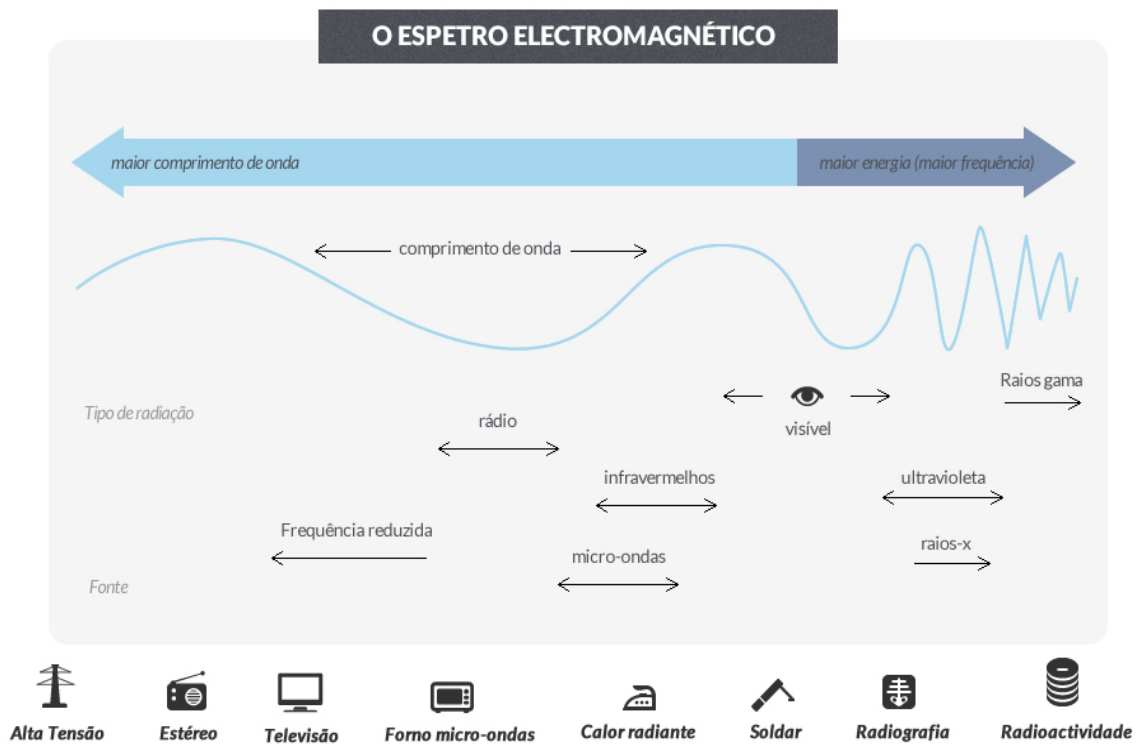


Figura 6.4 - Espectro eletromagnético [25].

As linhas de transporte e de distribuição de energia (muito alta, alta, média e baixa tensão), os postos de transformação, as instalações elétricas domésticas, e os equipamentos elétricos (por exemplo ferros de engomar, secadores de cabelo, máquinas de barbear, aspiradores, torradeiras) são fontes de exposição ambiental aos CEM. Nas baixas frequências (da ordem dos 50 Hertz), como são estes casos, os campos elétricos e magnéticos podem ser considerados de forma separada e não existe propriamente produção de onda eletromagnética [25].

A Figura 6.5 pretende comparar, a título de curiosidade, alguns valores dos campos elétrico e magnético de alguns aparelhos domésticos com os valores registados numa linha de alta tensão.

CAMPO ELÉTRICO		V/M	CAMPO MAGNÉTICO		μT
	Alta Tensão	200,0		Máquina de Barbear	500,0
	Frigorífico	90,0		Televisão	2,0
	Estéreo	90,0		Computador	1,4
	Televisão	60,0		Alta Tensão	1,2
	Torradeira	40,0		Estéreo	1,0
	Computador	residual		Torradeira	0,8
	Máquina de Barbear	residual		Frigorífico	0,3

Figura 6.5 - Valores do campo magnético e do campo elétrico de alguns aparelhos domésticos [25].

As altas frequências (da ordem dos kilohertz, megahertz e gigahertz) designadamente as radiofrequências e particularmente as hiperfrequências têm dois tipos de aplicações - são fontes de calor e funcionam como portadores de informação. A Organização Mundial de Saúde (OMS) diferencia as fontes de radiofrequências de alta e baixa potência. São exemplos de fontes de alta potência os emissores de radiodifusão sonora e de televisão, os radares de vigilância e de controlo de tráfego aéreo. São exemplos de fontes de baixa potência os telefones sem fios, os telecomandos e fornos micro-ondas.

Os efeitos da exposição externa do corpo humano e das suas células aos CEM dependem principalmente da sua frequência e intensidade. A observância dos limites de exposição recomendados nas regulamentações nacionais e internacionais ajuda a controlar os riscos das exposições a CEM que possam ser prejudiciais à saúde humana [25].

O Conselho Europeu emitiu, em 99/07/05, uma recomendação sobre os limites de exposição do público em geral aos campos eletromagnéticos, na gama de frequências de 0-300 Hz (*Doc. Ref. 1999-1100-0001 / 8550/99 "Council Recommendation on the limitation of exposure of the general public to electromagnetic fields (0-300 Hz)"*) e que foi ratificada por Portugal. No ponto 10 desta recomendação faz-se referência à adoção pelo Comité Científico da Comissão das Recomendações do ICNIRP (*International Commission on Non-Ionising Radiation Protection*). No anexo 3 desta recomendação sobre "Níveis de Referência", apresentam-se os valores limite

de exposição do público para campos elétrico e magnético a 50 Hz, os quais são os do ICNIRP, para a exposição do público em geral e que são os seguintes:

**Tabela 6.1** - Valores máximos admissíveis de exposição a campos elétricos e magnéticos.

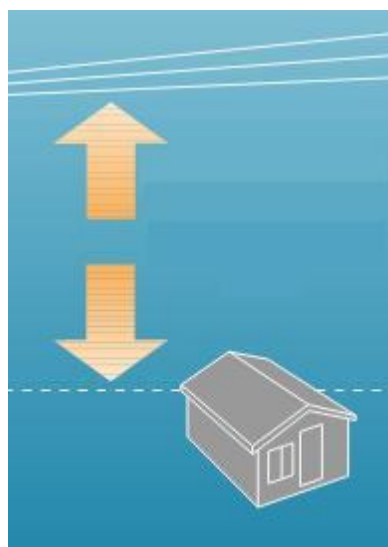
<b>Limites de Exposição a Campos Elétricos e Magnéticos a 50 Hz</b>		
<b>Caraterísticas de Exposição</b>	<b>Campo Elétrico [kV/m] (RMS)</b>	<b>Densidade de Fluxo Magnético [<math>\mu</math>T] (RMS)</b>
<b>Público Permanente</b>	<b>5</b>	<b>100</b>

#### a) Campo Elétrico

O campo elétrico é criado pela tensão e aumenta em intensidade com o aumento do nível de tensão.

Em geral, o campo elétrico gerado por uma linha de transmissão não tem efeitos nocivos para a saúde, contudo, para linhas com níveis de tensão iguais ou superiores a 345 kV, o campo elétrico gerado pode carregar eletricamente objetos não ligados à terra. O exemplo mais simples é o estacionamento de camiões sob uma linha de transmissão, os pneus de borracha isolam o camião do solo, sendo a diferença de potencial entre o camião e o solo determinada pela capacitância entre o camião e a linha, e a capacitância entre o camião e o solo. As duas capacitâncias formam um divisor de tensão capacitivo, podendo a diferença de potencial entre o camião e o solo atingir alguns quilovolts. Se uma pessoa em contacto com o solo tocar no camião, descarrega a capacitância existente entre o camião e o solo, podendo sofrer um pequeno choque elétrico sem perigo para a saúde [4] [26].

De acordo com a Figura 6.6, o campo elétrico estabelece-se na região entre os condutores da linha e o solo.



**Figura 6.6** - Região do campo elétrico [4].

## b) Campo Magnético

A eletricidade e o magnetismo encontram-se presentes no planeta terra e em todos os seres vivos, assim como no ambiente que nos rodeia.

O campo magnético consiste num campo criado por ação de correntes elétricas. Historicamente o campo magnético associou-se à ação dos ímanes e só mais tarde James Maxwell e a sua teoria do eletromagnetismo conseguiram identificar as causas da referida atração, entre ímanes, assim como entre correntes elétricas, originando assim uma visão unificadora da eletricidade e do magnetismo [27].

No interior de um campo magnético, um dipolo magnético pode adquirir uma rotação e uma carga em movimento pode adquirir uma força. A intensidade e a direção do campo podem ser dadas em termos de densidade de fluxo magnético ou em termos de intensidade de campo magnético. A densidade de fluxo magnético é uma grandeza vetorial, e consiste no fluxo magnético por unidade de área de um campo magnético perpendicular à força magnética. A intensidade do campo magnético é também uma grandeza vetorial e encontra-se relacionada com a permeabilidade do meio. A sua unidade SI é o ampere por metro [26] [27].

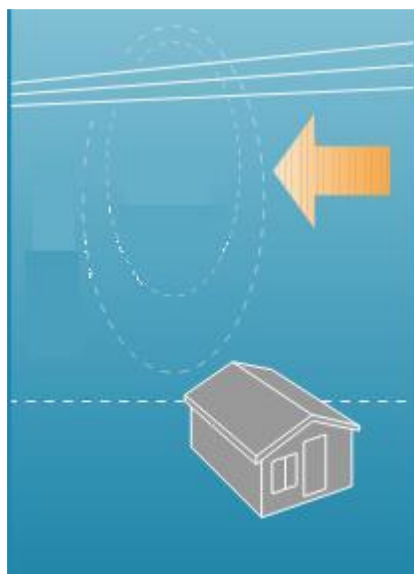


Figura 6.7 - Região do campo magnético [4].

Como representado na Figura 6.7, o campo magnético estabelece-se no espaço circundante dos condutores da linha aérea.

As atividades humana, doméstica e industrial, são geradoras de campos elétricos e magnéticos com diferentes frequências. No dia-a-dia, estamos todos em permanente exposição aos efeitos destes campos, todos dormimos e acordamos com o som de um despertador ou de um telemóvel ao lado, ligamos a torradeira, o aquecimento elétrico, a máquina de café ou qualquer outro eletrodoméstico. Todos estamos expostos aos campos dos motores dos

automóveis, computadores ou fotocopiadoras. Todos estes equipamentos têm de obedecer à legislação, incluindo as linhas de alta tensão [28].

#### 6.4.2. Impacto da Poluição Sonora

A poluição sonora refere-se ao efeito danoso provocado por sons em determinado volume que supera os níveis considerados normais para os animais e humanos.

A poluição sonora é uma forma de agressão ambiental que é frequentemente negligenciada. Uma vez que existe apenas no momento em que está a ser produzida, ou seja, não deixa resíduos, é classificada como uma forma de poluição menos perigosa.

As consequências da poluição sonora para os seres humanos incluem *stress*, dificuldade em dormir, perda de audição, cansaço, entre outras. Nos animais as consequências do ruído são semelhantes às sofridas pelos humanos com a agravante de alguns animais serem dependentes da audição para comunicar, caçar ou evitar serem caçados.

As linhas aéreas de alta tensão são responsáveis por ruído com origem no “efeito de coroa”, isto é, ruído resultante de pequenas descargas elétricas que ocorrem na vizinhança imediata dos condutores, dando origem a um ruído audível característico, cuja intensidade depende do nível de tensão, das características dos condutores e da humidade atmosférica [4].



## Capítulo 7

# Descargas Atmosféricas e Efeitos da Presença de Cabo de Guarda

### 7.1. Considerações Gerais

Os fenómenos físicos associados ao desencadeamento de descargas atmosféricas foram, desde sempre, alvo de interesse e investigação. No estado atual do conhecimento científico, este tipo de fenómenos são já bastante conhecidos, muito embora existam ainda algumas incertezas nomeadamente quanto à presença de uma camada de cargas positivas na base de algumas nuvens de trovoadas.

As descargas atmosféricas constituem a principal causa, não controlada, de interrupções do SEE. Estudos internacionais mostram que cerca de 65% das interrupções no fornecimento de energia elétrica são provocadas por descargas atmosféricas que atingem as linhas aéreas de transmissão de energia. A crescente quantidade de energia a ser transportada pelas linhas de transmissão força a que os sistemas de energia operem cada vez mais nos seus limites, o que provoca um aumento do risco de instabilidade do sistema. Ao mesmo tempo, o aumento do aparecimento de correntes de curto-circuito contribui igualmente para o aumento do risco de instabilidade.

Cada falha transforma-se numa onda de sobretensão, que pode durar desde uma fração de segundo até um segundo. Tais ondas, apesar de não serem sentidas pela maioria dos equipamentos e instalações industriais, são extremamente prejudiciais para equipamentos e instalações menos protegidas, especialmente os computadores e outros aparelhos eletrónicos. Por outro lado, algumas instalações industriais, como fábricas que trabalham com alumínio e aço, bem como as fábricas de óleo, são muito sensíveis a interrupções de energia, mesma que sejam de curta duração. A sociedade está cada vez mais sensibilizada para a problemática das interrupções de energia, exigindo às empresas do setor uma contínua melhoria da qualidade de serviço [39].

Com o intuito de minimizar os efeitos das descargas atmosféricas em linhas aéreas de transmissão de energia, é usual a instalação de cabos de guarda. Este tipo de cabos encontram-se ligados à terra em todos os apoios da linha, criando assim um caminho para a passagem das elevadas correntes desencadeadas por este fenómeno.

## 7.2. Nuvens de Descarga

A descarga atmosférica é um fenómeno de natureza absolutamente imprevisível e aleatório, tanto em relação às suas características eléctricas (intensidade de corrente, tempo de duração, etc.), como em relação aos efeitos destrutivos que podem provocar.

É consensual que as nuvens de trovoadas, geralmente do tipo *Cumulus nimbus*, são constituídas por gotas de água na parte inferior e por partículas de gelo na parte superior, apresentando uma base de várias dezenas de quilómetros quadrados situada a uma altura média de 2 quilómetros relativamente ao solo. Apresentam um elevado desenvolvimento vertical, podendo atingir cerca de 15 quilómetros acima da base, resultando numa massa total de algumas centenas de milhares de toneladas [29].

Na sua formação estão envolvidas fortes correntes de ar provocadas pelo elevado gradiente térmico existente entre a base e o topo da nuvem. Estas correntes de ar, ascendentes e descendentes, cuja velocidade pode ultrapassar 20 m/s, vão originar uma separação de parte das gotículas de água existentes na nuvem. À medida que sobem, as gotículas transformam-se em cristais de gelo os quais, ao colidir entre si, originam cargas eléctricas positivas e negativas, ficando as gotículas de água carregadas negativamente e o ar circundante carregado positivamente. Devido ao seu peso, as gotículas de água carregadas negativamente vão situar-se na parte inferior da nuvem, enquanto as cargas positivas se posicionam no topo da mesma [30].

A nuvem constitui assim um grande centro de cargas positivas e negativas formando um dipolo. Com o acumular das cargas, o campo eléctrico intensifica-se, verificando-se uma descarga eléctrica quando é atingido o gradiente limite de cedência do ar, isto é, a rigidez dieléctrica.

A Figura 7.1 demonstra uma nuvem de descarga do tipo *Cumulus nimbus*.





Figura 7.1 - Nuvem do tipo *Cumulus nimbus* [38].

### 7.3. Desenvolvimento de Descargas Atmosféricas

As descargas atmosféricas são iniciadas por um raio de luz a partir de uma nuvem de trovoadas [40]. Na Figura 7.2 pode observar-se a distribuição das cargas elétricas no interior de uma nuvem de trovoadas, criadas pelo processo descrito anteriormente, bem como o campo elétrico no solo, resultante da distribuição das cargas na base da nuvem.

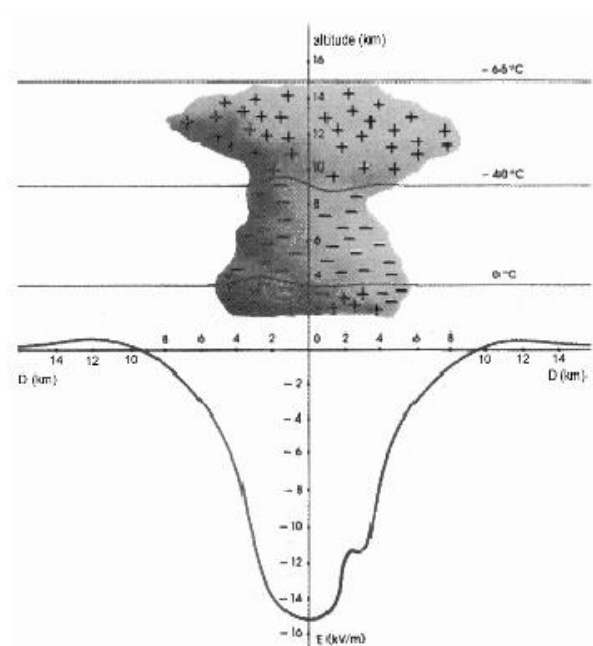


Figura 7.2 - Distribuição das cargas elétricas no interior da nuvem e à superfície do solo [40].

Se o campo elétrico atingir um determinado valor, inicia-se um movimento de cargas elétricas através do ar com uma velocidade relativamente baixa, designada por traçador (*stepped leader*). Trata-se de uma pré-descarga pouco luminosa que poderá ter origem na base da nuvem (descarga descendente) ou na superfície terrestre (descarga ascendente),

deslocando-se para o solo no primeiro caso e para a base da nuvem no segundo [29] [31]. Na prática, e em terreno plano, verifica-se que a grande maioria das descargas atmosféricas são do tipo descendente, registando-se descargas ascendentes em locais de elevada altura tais como torres, chaminés ou alguns picos montanhosos.

À medida que o traçador progride vai ramificando-se. Com a aproximação do traçador, o campo elétrico vai aumentando até que, quando a ponta do traçador atinge uma determinada altura do solo e o campo elétrico à superfície deste ultrapassa um valor crítico, inicia-se no solo uma descarga ascendente que se desloca ao encontro do traçador descendente com uma velocidade crescente à medida que ambos se aproximam. Quando ambos os traçadores se encontram, forma-se um canal ionizado através do qual se escoia para a terra uma corrente de elevada amplitude sob a forma de um arco elétrico intensamente iluminado, designado por arco de retorno (*return stroke*). Após a primeira descarga outras podem surgir (descargas secundárias), aproveitando o canal ionizado entretanto formado [29] [31].

Em geral, uma descarga completa dura entre 0,2 e 1 s e comporta em média quatro descargas parciais. Mas já se observaram raios com uma duração de quase 3 segundos, causados por arcos de retorno sucessivos. Enquanto a primeira descarga é precedida de um traçador, as descargas subsequentes são precedidas por um traçador contínuo, muito mais rápido, designado por traçador piloto (*dart leader*).

A Figura 7.3 ilustra o mecanismo de desencadeamento de uma descarga atmosférica para o solo.

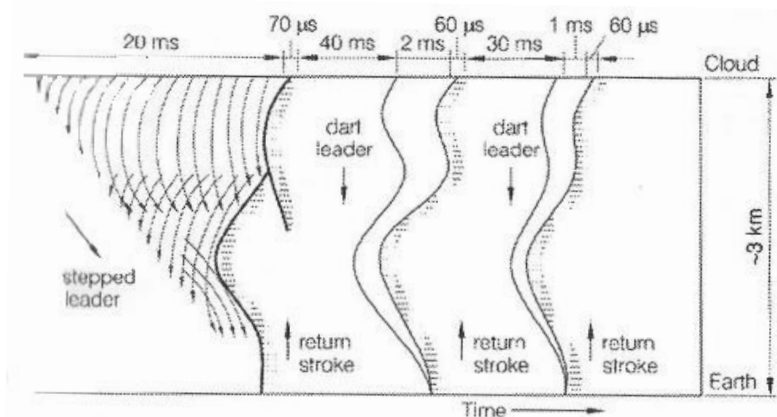


Figura 7.3 - Mecanismo de desenvolvimento de uma descarga atmosférica para a terra [40].

## 7.4. Caracterização das Descargas Atmosféricas

O valor máximo instantâneo da intensidade de corrente é considerado, frequentemente, o parâmetro mais importante na caracterização de descargas atmosféricas. No entanto, o estudo rigoroso deste fenómeno deverá ter por base, para além da amplitude, o sentido da descarga, a polaridade, a forma da onda e a distribuição dos gradientes de frente de onda.

### 7.4.1. Sentido e Polaridade da Descarga

Relativamente ao sentido de desenvolvimento do traçador, as descargas classificam-se por [31]:

- Descargas descendentes: correspondem ao desenvolvimento do traçador a partir da nuvem;
- Descargas ascendentes: o traçador desenvolve-se a partir do solo.

Em regiões planas, normalmente a descarga é do tipo descendente. Para que a descarga seja ascendente é necessário que existam no solo estruturas suficientemente altas. As descargas de tipo ascendentes produzem-se mais frequentemente em regiões montanhosas.

Quanto à polaridade, as descargas classificam-se em descargas negativas, quando as cargas negativas da nuvem são descarregadas para o solo, e positivas quando são as cargas positivas a serem descarregadas [30].

Uma vez que Portugal está situado numa região temperada, verifica-se que cerca de 90% das descargas atmosféricas são do tipo negativo descendente.

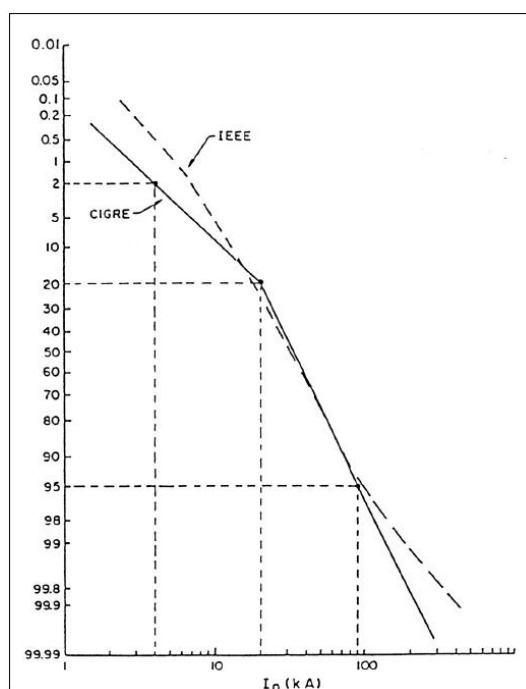
### 7.4.2. Amplitude e Forma de Onda

Os desenvolvimentos mais recentes da tecnologia de registo, localização e medição, associados a um maior investimento em estudos experimentais sobre descargas atmosféricas, têm originado novas contribuições para a caracterização das ondas resultantes de descargas diretas sobre os apoios e sobre as linhas propriamente ditas.

Pela dificuldade associada ao registo de descargas atmosféricas sobre linhas de transmissão de energia, a caracterização estatística das ondas de descarga continua a ser efetuada com auxílio de dados recolhidos essencialmente em estruturas isoladas e de elevada altura. As funções densidade de probabilidade assim obtidas poderão, contudo, não representar a real distribuição das grandezas para descargas para o solo ou sobre as linhas aéreas. Refira-se ainda que os valores de amplitude de corrente utilizados para a definição das funções de probabilidade acumuladas poderão não ser muito rigorosos, uma vez que o valor máximo registado é afetado pelas sucessivas reflexões da onda na base e no topo do objeto atingido (apoio ou torre, por exemplo) [2] [31].

A distribuição estatística da amplitude das descargas atmosféricas pode representar-se sob a forma de um gráfico de probabilidade acumulada semelhante ao apresentado na Figura 7.4. De forma aproximada, a probabilidade de a amplitude de corrente ser superior a um determinado valor  $I_p$  pode ser determinada a partir da equação (42).

$$p(I \geq I_p) = \left[ 1 + \left( \frac{I_p}{31} \right)^{2,6} \right]^{-1} \quad (73)$$



**Figura 7.4** - Gráfico da probabilidade acumulada das amplitudes da corrente de descarga [2].

A partir da equação (73), pode-se concluir que 95% das descargas têm um valor de pico superior a 10 kA, 50% das descargas têm um valor de pico da corrente superior a 31 kA, e a percentagem de descargas com amplitudes superiores a 100 kA é de apenas 5,45%.

A forma de onda das descargas negativas, apresenta uma grande variedade de combinações de correntes impulsionais e de correntes contínuas, ambas com amplitudes e durações diversas. A duração de frente da primeira descarga parcial é da ordem de 10 a 15  $\mu$ s, sendo a duração da cauda da ordem de 100  $\mu$ s. Para as descargas secundárias a duração de frente é muito curta, inferior a 1  $\mu$ s, sendo que a cauda muito mais regular do que a primeira descarga.

As descargas positivas (menos frequentes) são constituídas apenas por uma descarga com duração compreendida entre 100 e 200  $\mu$ s. A sua duração de frente de onda é relativamente longa, variando entre 20 e 50  $\mu$ s, mas a amplitude da corrente pode atingir valores muito elevados, superiores a 100 kA [31] [32].

A Figura 7.5 ilustra a forma típica de uma onda de descarga atmosférica.

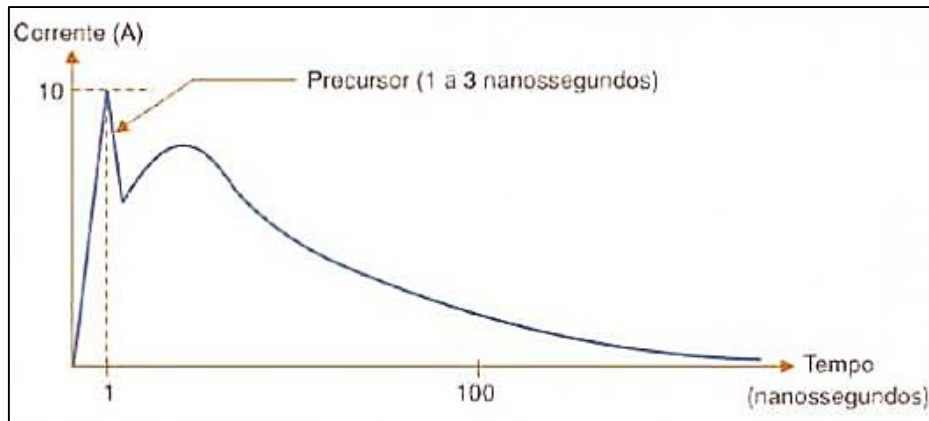


Figura 7.5 - Forma típica de uma onda de descarga atmosférica [41].

### 7.4.3. Distribuição dos Gradientes da Frente de Onda

As ondas de descarga negativas apresentam um gradiente de frente de onda muito maior em relação as descargas positivas, apesar de terem em geral uma amplitude menor. O gradiente de frente é superior a  $20 \text{ kA}/\mu\text{s}$ , para 50% das descargas, enquanto para descargas positivas a média é de  $2 \text{ kA}/\mu\text{s}$ . Estas distribuições são do tipo log/normal.

Não existe nenhuma relação entre o valor de crista ou amplitude da corrente de descarga e o gradiente da frente de onda. Pode-se simplesmente assinalar que quanto maior for a amplitude da corrente, menor é a probabilidade de se apresentarem gradientes de frente elevados [31].

## 7.5. Densidade das Descargas Atmosféricas

É habitual caraterizar-se o grau severidade das descargas atmosféricas de uma região pelo chamado nível cerâmico ou isocerâmico. Este é, por definição, o número de dias em que, durante um ano, se ouve trovejar na região ou no local considerado. Esta simples definição permite, pelo estabelecimento de estatísticas organizadas com base em informações recolhidas nas diversas regiões, a obtenção de um indicador muito valioso para a implantação das instalações elétricas e respetivas proteções.

Este fator embora seja uma mais-valia para a implementação de uma linha aérea de alta tensão, é pouco preciso dado que estes níveis dependem do observador, da direção do vento e de outros fatores que nada tem a ver com o que na verdade se quer medir, levando a que o nível cerâmico apresente uma taxa de incerteza considerável. Outra desvantagem deste fator é o facto de não fornecer nenhuma indicação sobre a frequência das descargas nem sobre a existência de zonas atingidas por este fenómeno. De acordo com os dados do Instituto Português do Mar e da Atmosfera, o valor máximo do índice cerâmico para Portugal continental é de 20 dias/ano, coincidente com o valor médio registado para a Península Ibérica na sua globalidade [31][32].

Impõe-se, assim, conhecer a densidade de descargas no solo, expressa pelo número de descargas por quilómetro quadrado e por ano.

A determinação da densidade de descargas atmosféricas é um fator bastante importante no planeamento e projeto de uma linha AT, uma vez que influencia o seu desempenho.

A densidade de descargas no solo ( $N_s$ ) é calculada através do nível cerâmico ( $N_1$ ), como se pode ver na equação (74).

$$N_s = N_1(0,1 + 0,35 \times \cos(\alpha)) \quad (74)$$

Em que  $\alpha$  representa a latitude da região considerada, indicando que a densidade das descargas no solo aumenta sensivelmente quando se passa das regiões temperadas para as regiões tropicais.

Aplicando esta equação (74) no caso de uma região de latitude  $45^\circ$  (latitude média na Europa) com nível cerâmico 30, obtemos o valor da densidade de descargas no solo de 10.

Para calcular as descargas atmosféricas diretas sobre uma linha de alta tensão, determina-se o número médio de descargas por cada 100 km de linha ( $N_d$ ) a partir da equação (75):

$$N_d = N_s \times (d_1 + 28 \times h_m^{0,6}) \times 10^{-1} \quad (75)$$

Onde:

$h_m$  - Altura média efetiva da linha [m];

$d_1$  - Distância na horizontal entre os condutores extremos [m].

## 7.6. Modelo Eletrogeométrico

Para reduzir os efeitos de uma descarga atmosférica sobre uma linha AT, são colocados por cima dos condutores de fase um ou dois cabos de guarda. Estes cabos encontram-se ligados diretamente a terra em cada apoio e têm como função interseitar as descargas e conduzir as correntes de descarga para a terra por intermédio dos apoios. O seu posicionamento em relação aos condutores de fase é otimizado utilizando o Modelo Eletrogeométrico [31].

Quando uma descarga atmosférica se aproxima de uma linha ou da terra, existe uma distância ( $d$ ) denominada distância de escorvamento, na qual a descarga pode incidir na linha, ou na terra. Esta distância é em função da carga do traçador e da amplitude da corrente da descarga. Para determinar esta distância estabeleceu-se uma expressão analítica entre a distância do traçador ao objeto no solo para o qual se pode desenvolver uma descarga ascendente. Admitindo uma ligação do objeto à terra de boa qualidade, a distância de escorvamento,  $d$ , é dada pela seguinte equação [32]:

$$d = 10 \times I^{\frac{2}{3}} \quad (76)$$

onde:

$d$  - Distância de escorvamento [m];

$I$  - Intensidade de corrente de descarga [kA].

O Modelo Eletrogeométrico permite determinar de forma aproximada, a máxima corrente que provoca uma falha da blindagem. O método consiste em determinar mediante uma análise geométrica, a distância de escorvamento que pode provocar uma falha de blindagem, tendo em conta a disposição geométrica dos condutores. A Figura 7.6 representa o Modelo Eletrogeométrico aqui referido.

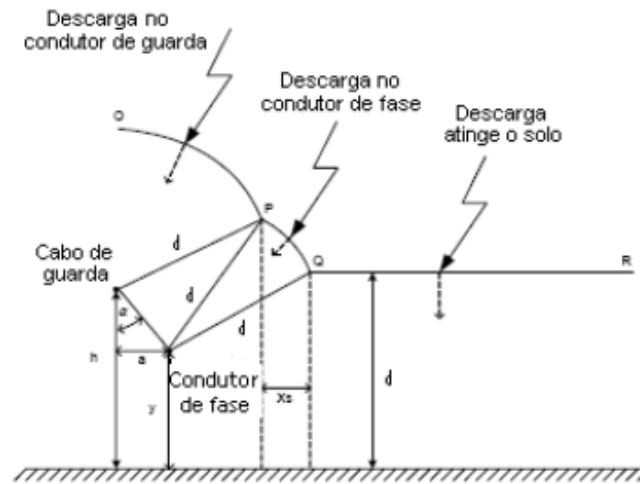


Figura 7.6 - Modelo Eletrogeométrico [32].

O ângulo de blindagem  $\alpha_b$  representa o ângulo que forma a perpendicular desde o cabo de guarda à terra e a reta entre o cabo de guarda e o condutor de fase superior. Quanto mais pequeno for o ângulo, melhor será a blindagem da linha de transmissão. Uma vez conhecida a distância de escorvamento  $d$ , determina-se a corrente máxima através da equação (76). Através da Figura 7.6 pode-se retirar as equações (77) e (78) [32].

$$a = \sqrt{h \times (2d - h)} - \sqrt{y \times (2d - y)} \quad (77)$$

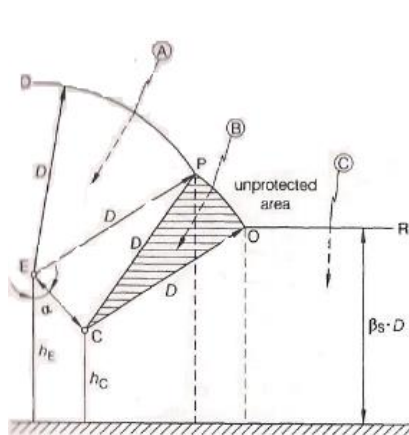
$$d = \frac{h + y}{2 \times (1 - \sin \alpha_b)} \quad (78)$$

Onde:

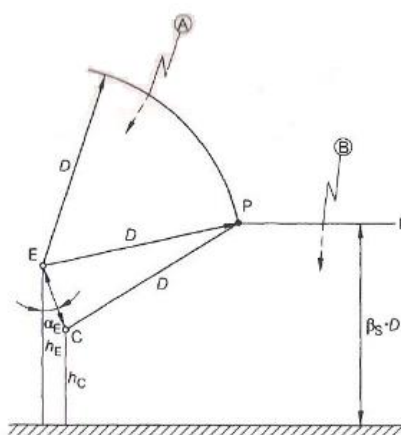
$a$  - Distância horizontal entre o cabo de guarda e o condutor de fase [m];

$h, y$  - Alturas do cabo de guarda e do condutor de fase, respetivamente [m].

Podemos então afirmar que uma blindagem eficaz requer um posicionamento estratégico do cabo de guarda, de modo a que a descarga atmosférica atinja diretamente o cabo de guarda ou o solo, e nunca um condutor de fase. A fim de provar a eficiência do cabo de guarda, desenhou-se à sua volta e à volta dos condutores de fase, um círculo de diâmetro  $D$ , obtido a partir da equação (76). Além disso, é desenhada uma linha reta paralela a uma distância  $\beta_S \times D$  da superfície do solo, como se pode ver a partir das Figuras 7.7 e 7.8. A posição mais favorável dos cabos de guarda é obtida quando os círculos à volta dos condutores de fase e dos cabos de guarda se encontram no mesmo ponto na linha reta paralela à superfície do solo (Figura 7.8) [40].



**Figura 7.7 - Modelo Eletrogeométrico em que à falha da blindagem da linha [40].**



**Figura 7.8 - Modelo Eletrogeométrico com blindagem eficaz [40].**

A Figura 7.7 mostra um exemplo de uma blindagem incompleta, uma vez que as descargas A e C atingem diretamente o cabo de guarda e o solo, respetivamente, mas a descarga B atinge diretamente o condutor. Já na figura 7.8, não existe qualquer área desprotegida, estando a linha perfeitamente blindada.

O modelo só é válido para descargas descendentes negativas e apesar de apresentar imperfeições devido à base a partir das quais se desenvolve, é a melhor aproximação que foi conseguida e tem permitido realizar estudos bastantes eficientes para proteção contra as descargas atmosféricas [31].



## 7.7. Propagação das Descargas Atmosféricas em Relação ao Ponto de Incidência

Os efeitos das descargas atmosféricas no SEE devem ser analisados de forma diferente de acordo com o local de incidência, uma vez que o sistema se comporta de maneira diferente face às solicitações impostas pela descarga. Quanto ao local de incidência, as descargas classificam-se por [33]:

- **Descargas diretas** - atingem diretamente os condutores de fase;
- **Descargas indiretas** - incidentes nos cabos de guarda ou nos apoios;
- **Descargas próximas da linha.**

### 7.7.1. Descargas Diretas

As descargas diretas estão associadas a falhas de blindagem ocorridas nos condutores de fase. O impacto direto sobre as fases provoca a fusão de alguns milímetros cúbicos do metal condutor, provocando a rutura de um ou mais fios do cabo.

Quando se verifica uma descarga sobre um condutor de fase, a corrente  $i(t)$  reparte-se para os dois lados do ponto de impacto e propaga-se ao longo do condutor, como se pode ver na Figura 7.9, originando uma onda de tensão com valor aproximado à equação (79) [31].

$$u(t) = Z_c \times \frac{i(t)}{2} \quad (79)$$

Onde  $Z_c$  representa a impedância característica, em  $\Omega$ , do condutor atingido pela descarga, ou seja, a razão entre as amplitudes de onda de tensão  $u(t)$  e de intensidade  $i(t)$  que lhe está associada.

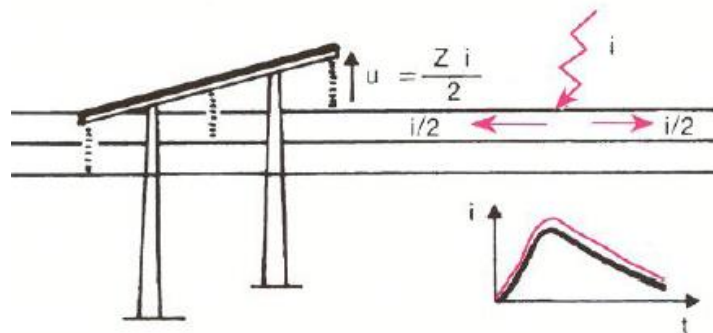


Figura 7.9 - Impacto de uma descarga atmosférica sobre um condutor [32].

Num dado ponto da linha, por exemplo no primeiro apoio atingido pela onda, a tensão cresce até provocar o contornamento dos isoladores ou até atingir o seu valor máximo para  $I_{\max}$ .

A onda de tensão ao propagar-se será [31]:

- Uma onda plena, se  $Z_c \times i(t)/2$  for menor do que a tensão de contornamento do apoio;
- Uma onda cortada, se  $Z_c \times i(t)/2$  for maior ou igual do que a tensão de contornamento.

Tendo em conta as distâncias entre os condutores de fase e as ferragens do apoio, existe para cada escalão de tensão uma corrente crítica  $I_c$ , abaixo da qual não se verifica escorvamento para descargas diretas sobre a linha.

### 7.7.2. Descargas Indiretas

As descargas indiretas envolvem uma grande quantidade de parâmetros aleatórios, como a corrente de descarga, o isolamento do sistema e a resistência da terra. Uma vez que a probabilidade das descargas diretas sobre os condutores de fase provocarem o escorvamento dos isoladores das linhas é grande, coloca-se por cima dos condutores cabos de guarda ligados eletricamente a terra. Segundo vários autores, esta proteção diminui as sobretensões de origem atmosférica entre 15 a 30% [33].

Quando uma descarga atinge diretamente um apoio metálico ou um cabo de guarda, o escoamento da corrente para a terra provoca um aumento do potencial dessas estruturas metálicas. A tensão que surge nos bornes das cadeias de isoladores depende da resistência de terra, da indutância do apoio e da forma como a corrente de descarga se divide pelo cabo de guarda e pelos apoios mais próximos. A tensão nos bornes das cadeias de isoladores é obtida a partir da equação (80) [31].

$$u(t) = k \times \left[ R \times i(t) + L \times \frac{di}{dt} \right] \quad (80)$$

Onde:

$R$  - Resistência de terra [ $\Omega$ ];

$L$  - Indutância do apoio [H];

$k \cdot i(t)$  - Fração de corrente que é escoada por um apoio.

Quando esta tensão atinge a tensão de escorvamento do isolamento da linha, produz-se um escorvamento de retorno. A qualidade da terra desempenha um papel preponderante, uma vez que para uma resistência de terra de  $15\Omega$ , o escorvamento é provável para uma linha de 150 kV, mas esta probabilidade é quase nula em linhas de 750 kV. Há, portanto, séria justificação para a instalação de cabos de guarda em linhas com níveis de tensão elevados [31], enquanto para linhas com níveis de tensão até 60 kV a sua instalação deve-se, quase exclusivamente, para comunicação com unidades automatizadas, como por exemplo, subestações.

A Figura 7.10 ilustra uma descarga atmosférica sobre um cabo de guarda.

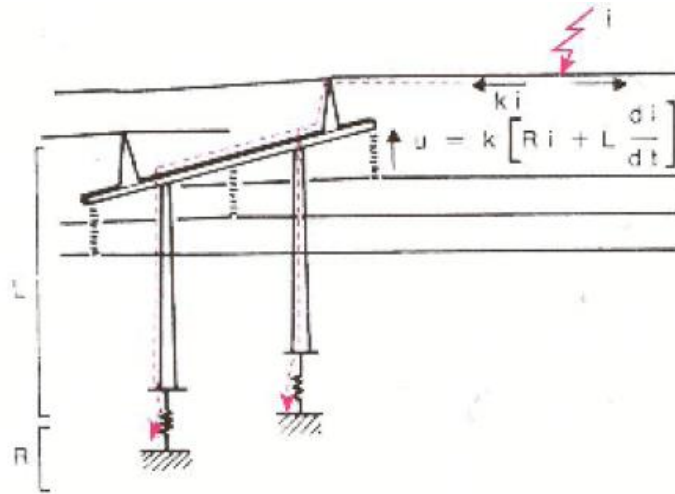


Figura 7.10 - Impacto de uma descarga atmosférica sobre um cabo de guarda [32].

Os cabos de guarda são instalados com ângulos de blindagem normalmente entre 10° e 35°, dependendo da importância da linha.

As primeiras abordagens desenvolvidas para a proteção dos condutores de fase contra descargas diretas consideravam um ângulo de proteção máximo de 30° entre o ponto mais alto da ligação do cabo de guarda no apoio e o condutor mais afastado.

Apoios mais altos exigem menores ângulos de blindagem dos cabos de guarda para atingirem o mesmo nível de proteção. Para alturas próximas dos 55 metros acima do solo, apenas correntes de descarga menores do que 30 kA, que representam cerca de 30 % das descargas totais, podem atingir diretamente os condutores. Se se considerar 50 % das descargas atmosféricas, obtemos, em média, cerca de 7,5 a 15 descargas por ano que atingem os condutores de fase. Cerca de metade destas descargas, ou seja, entre 4 a 8, causam descargas disruptivas através dos isoladores [40].

Em suma, a utilização de cabo de guarda reduz a capacidade da linha em relação à nuvem de descarga e aumenta em relação à terra, reduzindo assim a amplitude das sobretensões. A onda de descarga, ao atingir o cabo de guarda, vai-se escoar nos apoios vizinhos, sendo as correntes mais elevadas conduzidas pelos apoios mais próximos, de maneira a que todos os apoios participem de forma ativa na condução da descarga para a terra [33].

A Figura 7.11 transmite-nos uma ideia de como é distribuída a corrente de descarga.

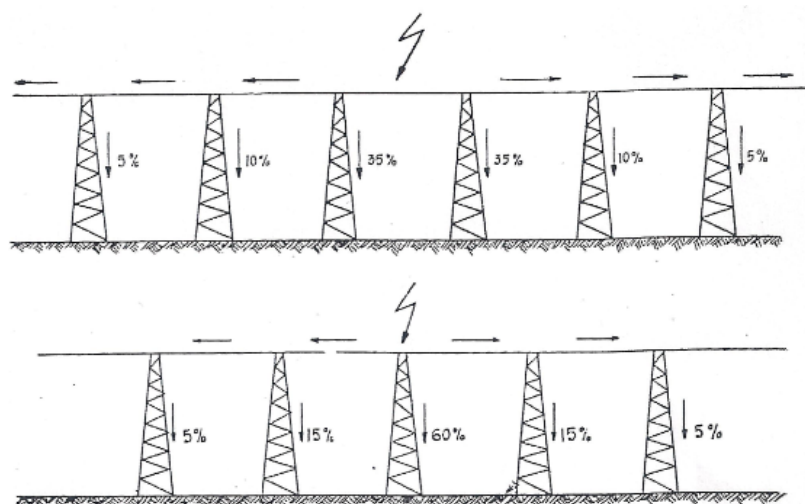


Figura 7.11 - Distribuição da corrente de descarga pelos apoios [33].

A resistência dos elétrodos de terra deve ser relativamente baixa e tanto menor, quanto menor for a tensão de serviço da linha. Isto é, cerca de 5 ohm por apoio em linhas de 30 kV e até, aproximadamente, 30 ohm por apoio em linhas de 200 kV. Em locais onde o terreno não permita estabelecer um bom contacto recorre-se à utilização de um conjunto de condutores enterrados (fios, cabos, redes ou chapas metálicas), unidos aos apoios e instalados para abranger uma maior superfície com o objetivo de aumentar a sua capacidade [33].

A descarga da corrente atmosférica através do cabo de guarda não é total, permanecendo na linha ondas residuais que se propagam até aos extremos da linha, podendo formar nos enrolamentos dos transformadores (ou alternadores) sobretensões longitudinais oscilatórias que podem danificar o isolamento das espiras. Os aparelhos utilizados para combater estas sobretensões dividem-se segundo a sua forma de atuação em para-raios e descarregadores de sobretensões [33].

### 7.7.3. Descargas nas Proximidades das Linhas AT

As descargas atmosféricas que se verificam na proximidade de uma linha de alta tensão podem provocar sobretensões induzidas que raramente ultrapassam os 400 kV. As linhas de transmissão com níveis de tensão iguais ou superiores a 60 kV encontram-se protegidas com cabos de guarda, o que lhes confere um isolamento suficiente face a este tipo de sobretensões. Já em linhas com tensões inferiores a 60 kV, poderão ocorrer falhas no isolamento.

Uma vez que o número de avarias provocadas por descargas diretas é superior ao número de avarias provocadas por descargas na proximidade da linha, leva a que este tipo de descargas não apresente grande relevância [32].

## 7.8. Potencial dos Condutores a Meio Vão

O potencial de um condutor atingido por uma descarga atmosférica cresce segundo a equação (79), apresentada anteriormente, até ao momento em que a onda refletida nos apoios modifica este crescimento. A onda refletida é originada pelo contornamento de uma cadeia de isoladores, se for atingido um condutor de fase, ou pelo escorvamento da corrente de descarga nos apoios, se a descarga atingir um cabo de guarda. O caso mais desfavorável é aquele em que o intervalo de tempo que separa o instante do impacto e o regresso da onda refletida é maior, que se verifica quando a descarga ocorre a meio do vão.

Este intervalo de tempo, é igual ao tempo de propagação  $\tau$  ao longo do vão considerado, uma vez que quer para a onda incidente quer para a onda refletida o tempo de propagação é  $\tau/2$ .

A expressão (81) representa o tempo de propagação  $\tau$  em micro-segundos ( $\mu s$ ), sendo  $L_1$  o comprimento do vão em metros.

$$\tau = \frac{L_1}{300} \quad (81)$$

No caso de vãos de grandes comprimentos, como os necessários para a travessia de rios e vales, o potencial do condutor atingido pela descarga é muito elevado em relação aos restantes condutores e ao solo. Assim, de modo a evitar o aparecimento de arcos elétricos consecutivos, a distância entre os condutores deve ser grande [32].

## 7.9. Modelização dos Apoios

A modelização dos apoios das linhas aéreas de alta tensão constitui uma parte essencial do estudo de descargas atmosféricas, uma vez que a impedância da onda é muito importante para analisar o comportamento dos apoios face a estes fenómenos [32]. Os apoios fazem a ligação dos cabos de guarda à terra, evacuando para o solo correntes que eventualmente circulem nestes cabos.

De acordo com alguns autores, os apoios são modelizados por um cone na vertical com altura igual à do apoio e um raio igual ao raio médio da torre. Uma vez que a altura total de um apoio normalmente não ultrapassa os 60 - 70 metros, o tempo de propagação de fenómenos transitórios ao longo destas estruturas é da ordem dos 0,2  $\mu s$ , assumindo uma velocidade de propagação próxima da velocidade da luz [32].

Para níveis de tensão mais elevados existem duas classes de apoios, uma referente a apoios em que os condutores de fase se encontram em três níveis (alturas) diferentes, eventualmente

suportando uma linha dupla, e uma outra classe de apoios, normalmente de circuito simples, nos quais os condutores são colocados ao mesmo nível e deslocados horizontalmente [32].

Para apoios de linha dupla, a impedância da onda é obtida a partir da equação (82), apresentada de seguida:

$$Z_0 = 60 \times \ln \left[ \cot \left( 0,5 \times \tan^{-1} \left( \frac{R}{h_a} \right) \right) \right] \quad (82)$$

Onde:

$h_a = h_1 + h_2$ , é a altura do apoio [m];

$R = r_1 \times h_2 + r_2 \times h_a + r_3 \times h_1$

$r_1$  - raio no ponto h1 [m];

$r_2$  - raio no ponto h2 [m];

$r_3$  - raio médio do apoio [m].

A Figura 7.12 ilustra um apoio de linha dupla.

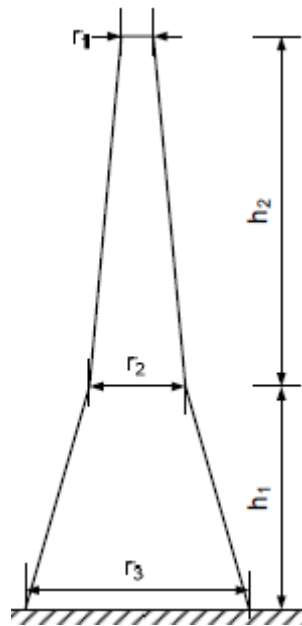


Figura 7.12 - Apoio de linha dupla [39].

Para apoios de linha simples, a impedância da onda é obtida a partir da equação (83):

$$Z_0 = 60 \times \ln \left( \frac{2\sqrt{2} \times h}{r} - 2 \right) \quad (83)$$

A Figura 7.13 ilustra um apoio de linha simples.

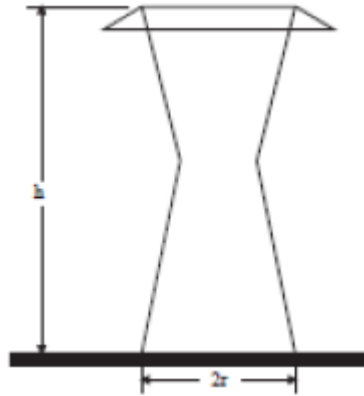


Figura 7.13 - Apoio de linha simples [32].

## 7.10. Eléttodos de Terra

Os eléctrodos de terra têm uma grande importância nos casos em que uma descarga atmosférica atinge um apoio ou o cabo de guarda. Em regime transitório e com correntes de elevada amplitude, a resposta de um eléctrodo de terra depende, para além das suas características, da resistividade do solo no qual está implantado devido à possibilidade de este ionizar. Por outro lado, também não é fácil fazer uma correcta representação da resistência de terra, uma vez que tem um comportamento não linear.

Uma correcta modelização dos eléctrodos de terra exige um conhecimento profundo dos diversos fenómenos físicos (processo de ionização do solo), bem como das características geométricas e eléctricas dos próprios eléctrodos e das características do solo. Assim, podem normalmente encontrar-se eléctrodos curtos, para os quais o tempo de propagação é considerado nulo, bem como eléctrodos longos nos quais o tempo de propagação é relevante. No primeiro caso, os eléctrodos são modelizados por resistências concentradas (lineares ou não-lineares), enquanto na segunda situação, deve ser adoptada uma modelização com parâmetros distribuídos [2][32].

### 7.10.1. Eléttodos de Terra Curtos

É usual considerar eléctrodos até 30 metros de comprimento como eléctrodos curtos, desprezando-se os tempos de resposta. Estes eléctrodos apresentam, em regime permanente, um valor de resistência ( $R_0$ ) dependente essencialmente das suas características geométricas, sendo válida apenas para amplitudes de corrente e frequências reduzidas. Quando a corrente instantânea que percorre o eléctrodo assume um valor superior a uma corrente crítica de ionização do solo ( $I_g$ ), o eléctrodo de terra passa a ter um comportamento não linear.

A corrente crítica de ionização do solo pode ser determinada, de forma aproximada, pela expressão (84) [2][32]:

$$I_g = \frac{1}{2\pi} \times \frac{E_0 \times \rho}{R_0^2} \quad (84)$$

Esta corrente é diretamente proporcional à resistividade do solo ( $\rho$ ), expressa em  $\Omega.m$ , e ao campo elétrico necessário para provocar a sua ionização na vizinhança do elétrodo ( $E_0$ ), da ordem dos 300 kV/m, e inversamente proporcional ao quadrado da resistência ( $R_0$ ), expressa em Ohm, anteriormente referida.

A resistência de terra pode ser calculada a partir da equação (85).

$$R_T = \frac{R_0}{\sqrt{1 + \frac{I}{I_g}}} \quad (85)$$

Desta forma, os elérodos de terra são representados por resistências não lineares de parâmetros concentrados sendo o seu valor calculado, em cada instante, com base na corrente ( $I$ ), em kA.

### 7.10.2. Elérodos de Terra Longos

Em zonas com solos de elevada resistividade, os elérodos de terra são instalados com recurso a condutores relativamente longos que se desenvolvem a pequena profundidade paralelamente à superfície. Nestes casos, é necessário uma representação por parâmetros distribuídos, à semelhança das linhas aéreas, para incluir os efeitos quer do tempo total de propagação quer do fenómeno de ionização do solo na vizinhança do elétrodo [33].



## Capítulo 8

# Conclusões e Perspetivas de Trabalho Futuro

O projeto de uma linha aérea de alta tensão é constituído por diversas etapas, das quais destaco o cálculo elétrico, cálculo mecânico, considerações económicas e ambientais. Para além de incluir todas estas etapas, a presente dissertação presta particular atenção ao estudo das vantagens da utilização de cabo de guarda neste tipo de projetos.

A instalação da linha AT de 60 kV permitirá o reforço da rede nacional de distribuição com vista a criar as condições técnicas para a distribuição da energia elétrica, permitindo satisfazer com segurança o consumo de energia na zona servida por esta infraestrutura.

A linha foi projetada, numa primeira fase, de forma totalmente manual, recorrendo a escantilhões com as catenárias para diversos parâmetros, e posteriormente validada com recurso a um programa de cálculo automático de linhas de transmissão de energia (CLinhas). Esta situação permitiu-me concluir que a aproximação parabólica conduz a erros pouco significativos para vãos relativamente pequenos (inferiores a 500 metros).

Foi também possível constatar que este tipo de projetos, onde existe a possibilidade de formação de manga de gelo, se reveste de cuidados especiais devido aos esforços adicionais que são transmitidos aos cabos, cadeias de isoladores e apoios.

O facto de todos os cálculos do projeto terem sido desenvolvidos manualmente, recorrendo apenas ao auxílio de um *software* de cálculo como o *Microsoft Office Excel*, permitiu-me ficar com uma ampla sensibilidade relativamente às grandezas elétricas e mecânicas que intervêm num projeto de uma linha aérea de transmissão de energia, nomeadamente a forma como se relacionam entre elas e como a sua variação pode influenciar os resultados finais.

O carregamento do projeto que elaborei de forma manual no programa de cálculo automático (CLinhas) permitiu-me validar todos os cálculos efetuados, embora em alguns casos com ligeiras diferenças que resultam de arredondamentos nas diversas fases de cálculo ou pela utilização de um diferente fator de conversão de Kgf para N.

Apesar dos valores obtidos a partir do programa serem ligeiramente diferentes, não comprometem de forma alguma a escolha dos apoios, principalmente porque foram escolhidos

com alguma margem de segurança. No caso particular dos esforços dos apoios metálicos, como o programa soma as forças como se fossem escalares em vez de fazer a soma vetorial, está a fazer uma aproximação por excesso que é tida em consideração na escolha do apoio.

Verificou-se que a topografia do terreno tem uma grande importância no estabelecimento da linha, uma vez que influencia o seu trajeto, as alturas dos apoios, a possibilidade de se formar vãos enforcados e consequentemente o desvio transversal das cadeias de isoladores em suspensão.

Relativamente ao capítulo 6, onde se apresenta um pequeno estudo sobre a relação de uma linha de alta tensão e o ambiente, conclui-se que os campos eletromagnéticos de extremamente baixa frequência (CEMEBF) estão presentes no quotidiano da maioria das pessoas. Permitiu-me concluir que os valores verificados para o campo elétrico e magnético em linhas aéreas de alta tensão encontram-se dentro dos limites máximos admissíveis de exposição e que existem alguns equipamentos de uso doméstico, como o computador ou a televisão, que apresentam valores para o campo magnético superiores aos registados nas linhas AT.

Em suma, sempre que exista condução de eletricidade através de linhas de transmissão ou em diversos equipamentos elétricos, são criados campos elétricos e magnéticos na proximidade das linhas ou equipamentos.

No capítulo 7 é feito um estudo sobre a utilização de cabos de guarda em linhas aéreas e o seu comportamento face a descargas de origem atmosférica. As sobretensões de origem atmosférica são uma das principais causas de avarias no SEE, principalmente as descargas que atingem diretamente as linhas. A alteração das condições atmosféricas é determinante no estudo do comportamento das linhas aéreas de alta tensão, pelo que deve ser conhecido o seu comportamento nas condições mais desfavoráveis.

Com base na análise do estudo realizado ao longo desta dissertação pode-se concluir que a instalação de cabos de guarda em linha aéreas de alta tensão, com níveis iguais ou superiores a 60 kV, apresenta grandes vantagens, uma vez que este tipo de cabo apresenta grandes probabilidades de interceptar a descarga, impedindo-a de atingir diretamente os condutores de fase. Nas ligações a novas subestações, é frequentemente necessário dotar a linha de um circuito de telecomunicações por fibra ótica. Nestes casos as linhas AT devem ser equipadas com cabo de guarda incorporando fibras óticas (OPGW) em toda a sua extensão.

Quando uma descarga atmosférica atinge diretamente um apoio metálico provoca a elevação do potencial das estruturas metálicas, devido à parcela da corrente que é escoada pela resistência de terra desse apoio, sendo a restante corrente conduzida pelo cabo de guarda para os apoios mais próximos. Quanto mais elevado for o valor da resistência de terra, menor é a quantidade de corrente conduzida para o solo, resultando num aumento do potencial do apoio, assim como o aumento da tensão a que o cabo de guarda está submetido. Assim, conclui-

se que a resistência de terra exerce um papel muito importante no desempenho da linha face a descargas atmosféricas.

Em linhas de circuito duplo e cuja tensão nominal seja superior a 60 kV, a utilização de dois cabos de guarda contribui para a diminuição das tensões nos condutores de fases e nos próprios cabos de guarda.

Importante para o fenómeno em estudo é também a consideração dos elétrodos de terra. Ao servirem de ligação entre os apoios e o solo, desempenham um papel fundamental no controlo dos níveis de sobretensão atingidos. Quando a corrente instantânea que percorre o eléctrodo assume um valor superior à corrente crítica de ionização do solo, o eléctrodo de terra passa a ter um comportamento não linear. Pode-se ainda concluir que o aumento da resistividade do solo, associado a valores elevados de resistência às baixas frequências e a elevadas amplitudes de intensidade de corrente contribui para um aumento acentuado das tensões nos cabos de guarda, pelo que o seu valor deve ser sempre o menor possível. Para tal, deve ser dada especial atenção à escolha do tipo de eléctrodo de terra a aplicar em cada caso.

Como conclusão final gostaria de sublinhar que um projeto de uma linha aérea de alta tensão é um tipo de projeto de elevada especificidade, uma vez que o mesmo projeto se for feito por dois projetistas diferentes, dará origem a diferentes traçados, diferente número de apoios e até comprimentos de linha diferentes.

Com o objetivo de continuar a aprofundar o estudo dos efeitos das descargas atmosféricas em linhas aéreas de transmissão de energia, propõe-se que futuramente sejam realizados os seguintes trabalhos de investigação:

- Calcular a taxa de avarias numa linha de transmissão devido ao contornamento da cadeia de isoladores;
- Modelização dos efeitos da humidade e da poluição no contornamento de cadeias de isoladores;
- Analisar o desempenho dos descarregadores de sobretensões numa linha de transmissão face a descargas atmosféricas;
- Comparar os incidentes de origem atmosférica com o registo de trovoadas poderá ajudar a criar uma relação entre a quantidade de trovoadas por incidente de origem atmosférica nas linhas.

A nível pessoal considero que este estágio foi bastante enriquecedor e importante, quer na medida em que me permitiu consolidar diversos conhecimentos que fui adquirindo ao longo do curso, quer pela experiência que obtive por trabalhar pela primeira vez em ambiente empresarial.



# Referências

- [1] CIGRE WG 33-01, *Guide to Procedures for Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines*, CIGRE, Brochure 63, 1991.
- [2] Teixeira, Carlos, *Estudo e análise de sobretensões de origem atmosférica em linhas aéreas de transmissão de energia elétrica*, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2005.
- [3] Labegalini, Paulo; Labegalini, José; Fuchs, Rubens; Almeida, Márcio, *Projetos Mecânicos das Linhas Aéreas de Transmissão*, 2º Edição, Brasil, 1992.
- [4] Soares, Leonor, *Projeto e Construção de Linhas AT no Quadro das Boas Práticas de Integração Paisagística e de Proteção Ambiental*, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2014.
- [5] Távora, Francisco, *Linhas de Transmissão de Energia Elétrica*, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- [6] EDP Distribuição, *Guia de Boas Práticas para a Integração Paisagística de Infraestruturas Elétricas. (Vol. 2)*, 2011.
- [7] Tavares, Nuno, *Condutores aéreos de elevada capacidade - Avaliação de up-rating - Dimensionamento elétrico e mecânico*, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2013.
- [8] Zoppetti, G. *Redes eléctricas da alta y baja tensión*, 6ª Edición, Editorial Gustavo Gili, Barcelona, 1978.
- [9] Machado e Moura, António, *Cálculo Elétrico e Mecânico - Apontamentos Teóricos*.
- [10] Leite, Hélder, *Apontamentos de RTDI 2008/2009 - Elaboração de Projetos de Linhas Aéreas*, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2008.
- [11] Nunes, Jorge, *Projecto de linhas de média tensão de 15 KV em redes de distribuição em baixa tensão, redes de iluminação pública e postos de transformação*, Porto, 2005.
- [12] Disponível em <http://www.edpdistribuicao.pt/pt/profissionais/Lists/EDPDocumentosNormativos/Attachments/353/DRE-C11-040N.pdf>
- [13] Cabelte - Cabos elétricos e telefónicos, Catálogo de produtos. 2004.

- [14] Ferreira, Idalina, *Projeto de Linha de Alta Tensão e Estudo do Campo Eletromagnético Produzido pela Linha*, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2007.
- [15] Sequeira, Nuno, *Projeto de Linha Aérea de Alta Tensão conforme a norma EN50341*, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2009.
- [16] Checa, Luís, *Linhas de Transporte de Energia*, 2º Edição, Edições CETOP, Lisboa, 1986.
- [17] Rocha, Luís; Magalhães, Maria; Coelho, Ricardo, *Projeto de Linha Aérea de Alta Tensão - Memória Descritiva e Justificativa*, 2014.
- [18] EDP - Energias de Portugal, *Guia de boas práticas para integração paisagística de infraestruturas elétricas (vol. 1)*, 2011.
- [19] Fernandes, Ricardo, *Guia Técnico do Projetista de Linhas Aéreas de Alta Tensão*, Dissertação de Mestrado, 2006.
- [20] Ramires, Joel, *Projecto de linha de alta tensão - Estudo do comportamento elétrico*, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2008.
- [21] Vale, António Almeida, *Linhas Aéreas de Transmissão de Energia*, FEUP.
- [22] D. V. Sá, *Estudos de impacto ambiental no caso de linhas aéreas de AT e MAT*, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2002.
- [23] Sociedade Portuguesa para o Estudo das Aves and QUERCUS A.N.C.N. - Associação Nacional de Conservação da Natureza, *Estudo sobre o Impacto das Linhas Eléctricas de Média e Alta Tensão na Avifauna em Portugal*, 2005.
- [24] EDP - Energias de Portugal, *Protocolo Avifauna - Integração de Linhas*, 2005.
- [25] REN - Sustentabilidade, ambiente. Disponível em <http://www.ren.pt/sustentabilidade/ambiente>
- [26] ] H. Moysés Nussenzveig, *Curso de Física Básica 3 - Eletromagnetismo*, Editora Edgard Blücher.
- [27] Disponível em [http://www.infopedia.pt/\\$campo-magnetico;jsessionid=6yRq88O33WNkia16fI7Z9g](http://www.infopedia.pt/$campo-magnetico;jsessionid=6yRq88O33WNkia16fI7Z9g)
- [28] REN - Linhas de Transporte de Eletricidade - Perguntas frequentes. Disponível em [www.ren.pt](http://www.ren.pt)
- [29] Uman, A. Martin, *The Lightning discharge*, ISBN Academic Press, Orlando Florida.
- [30] C. Gary, *La foudre - des mythologies antiques à la recherche moderne*, Masson, Paris, 1994.
- [31] Machado e Moura, António, TAT Texto Geral, Apontamentos de Técnicas da Alta Tensão, 2008.
- [32] Coelho, Antero, *Desempenho das Linhas Aéreas AT e MAT perante Descargas Atmosféricas*, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2009.
- [33] M. Simonoff, *Produccion, Transporte y Distribucion de La Energia Electrica*, Argentina, 1942.

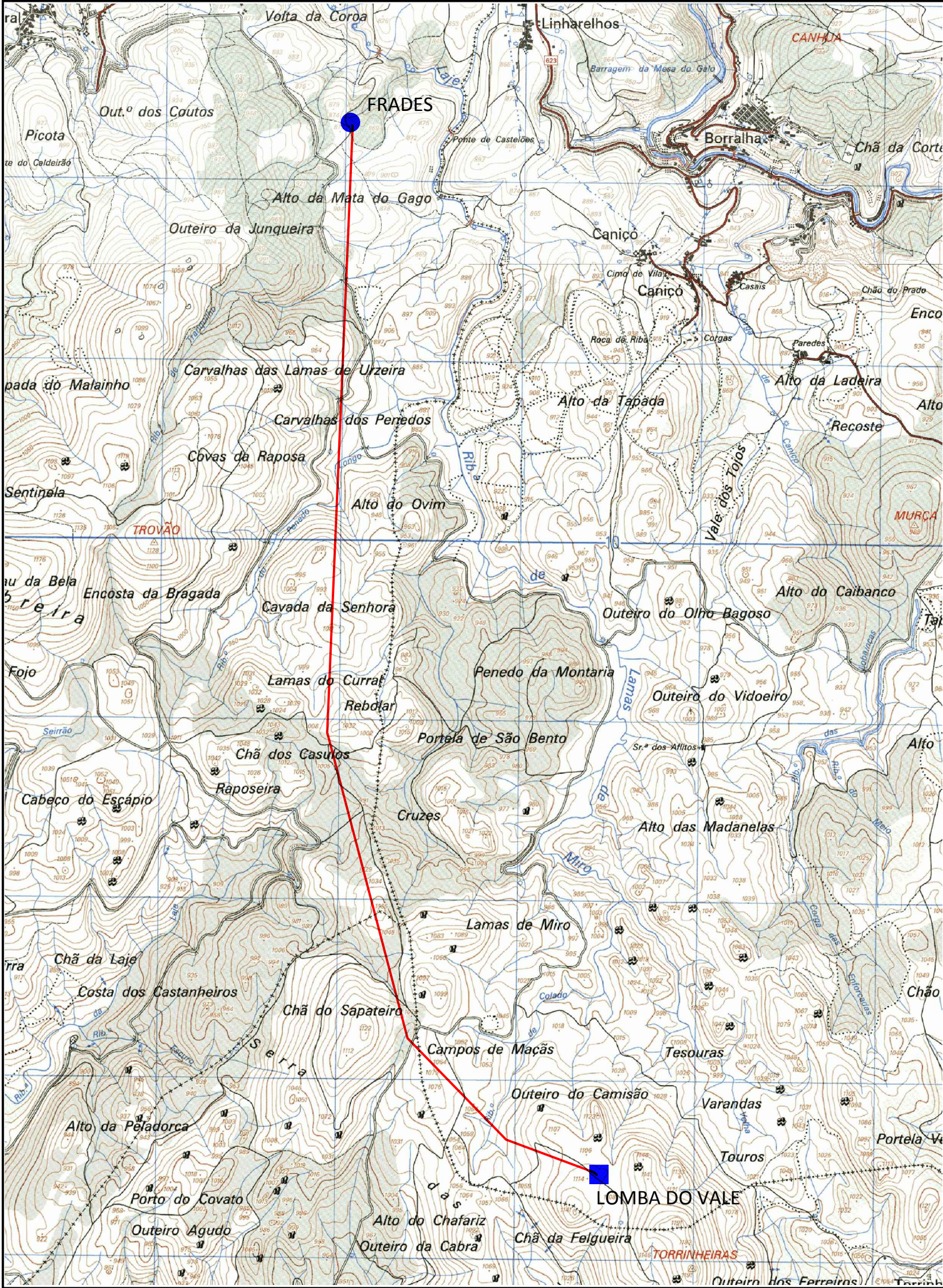
- [34] Galvão, Paulo, *Redes eléctricas de média e baixa tensão - Aspectos de projeto, licenciamento e exploração em contexto operacional*, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2010.
- [35] Disponível em <http://www.camacho.eng.br/TEEL.htm>
- [36] Disponível em <http://mathyear2013.blogspot.pt/2013/07/the-catenary-and-parabola.html>
- [37] Disponível em <http://junior2947.arteblog.com.br>
- [38] Disponível em [www.worldofstock.com](http://www.worldofstock.com)
- [39] M. Kizilcay; C. Neumann, *Backflashover Analysis for 110-kV Lines at Multi-Circuit Overhead Line Towers*, International Conference on Power Systems Transients, Lyon, Junho 2007.
- [40] F. Kiessling; P. Nefzger; J.F. Nolasco; U. Kaintzyk, *Overhead Power Lines - Planning, Design, Constrution*, Springer, Outubro, 2003.
- [41] Disponível em <http://www.mecatronicaatual.com.br/educacao/1116-interferencia-eletromagnetica-por-esd>





## **Anexo A - Planta Topográfica com o Traçado da Linha**



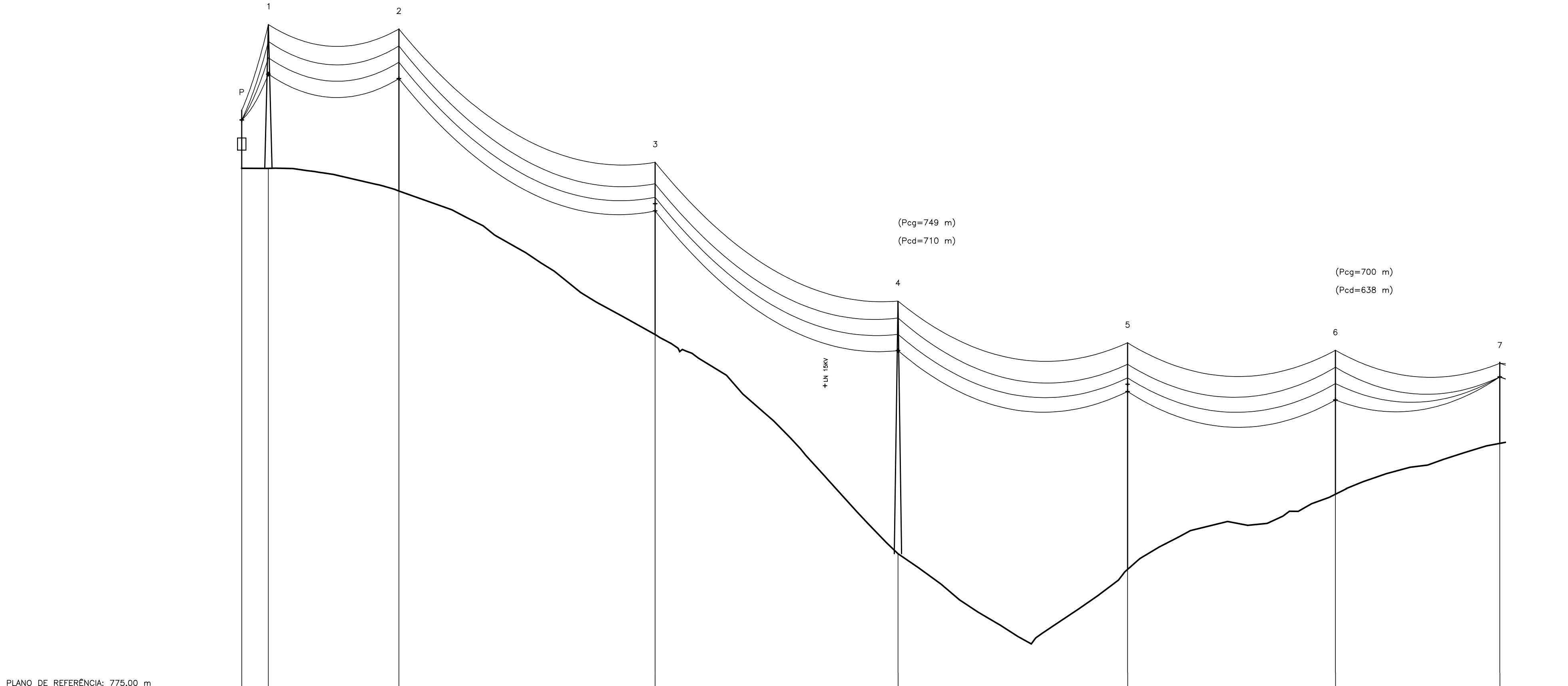


					PROJ.			<div><div></div><div>edp</div><div>distribuição</div></div>
					LEV. TOP.	.	CME	
					DES.	14.03.26	A.Soures	
					VERIF.			
INDICE	DESCRIÇÃO		DATA	ALTERADO	APROVADO		DATA	RUBRICA
	FORMATO A3	LINHA A 60kV						
	OUTPUT 1x1	LOMBA DO VALE - FRADES						
	ESCALA 1:25000	PLANTA TOPOGRÁFICA						
		SUBSTITUI	CÓDIGO DO CAMPO DE APLICAÇÃO			DOCUMENTO Nº.		INDICE

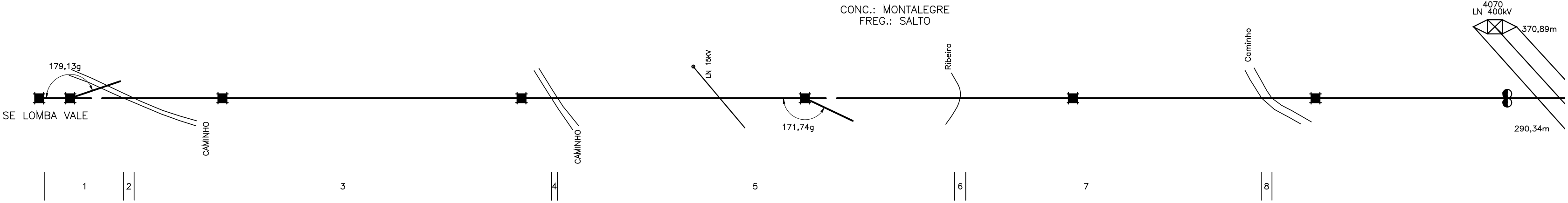


## **Anexo B - Perfil da Linha**

C.Grd. OPGW AS/AA/ST 32/113 (CABELTE): 1,20daN/mm2 F.Vento: 1050N/m2 Gelo: 14 mm (80°C)  
Cond. 6xAL-AÇO 326 mm2: 0,80daN/mm2 F.Vento: 1050N/m2 Gelo: 14 mm (80°C)  
(Pcg=68m)  
(Pcd=69m)  
C.Grd. OPGW AS/AA/ST 32/113 (CABELTE): 8,00daN/mm2 F.Vento: 1050N/m2 Gelo: 14 mm (80°C)  
Cond. 6xAL-AÇO 326 mm2: 5,00daN/mm2 F.Vento: 1050N/m2 Gelo: 14 mm (80°C)  
(Pcg=450m)  
(Pcd=417m)  
C.Grd. OPGW AS/AA/ST 32/113 (CABELTE): 12,00daN/mm2 F.Vento: 1050N/m2 Gelo: 14 mm (80°C)  
Cond. 6xAL-AÇO 326 mm2: 8,00daN/mm2 F.Vento: 1050N/m2 Gelo: 14 mm (80°C)  
(Pcg=767m)  
(Pcd=738m)



PLANO DE REFERÊNCIA: 775,00 m									
COTA DO TERRENO	861,17	861,15	857,41	833,66	797,40	794,79	807,24	815,65	
NÚMERO DO APOIO	P	1	2	3	4	5	6	7	
TIPO DO APOIO	PORTICO	F165CD/15	F165CD/18	F30CD/21	F165CD/33	F30CD/30	F95CD/15	2xAM06-2750/960-16	
ALTURA ÚTIL	8,00	15,60	18,60	20,45	33,60	29,45	15,60	11,00	
ARMAÇÃO	PORTICO	F165CD	F165CD	F30CD	F165CD	F30CD	F95CD	PALAN-AT c/PCGAN	
FIXAÇÃO DOS CONDUTORES	ARh	ARh	ARh	SRh	ARh	SRh	ARh	ARh	
DISTÂNCIA ENTRE APOIOS	22,00	108,00	212,00	201,00	190,00	172,00	136,00		
DISTÂNCIA À ORIGEM	0,00	22,00	130,00	342,00	543,00	733,00	905,00	1041,00	
CULTURAS	SUBESTAÇÃO			MONTE				PINHEIROS	



- ANTI-POISO

CAIXA DE FIBRA ÓPTICA

PLANTAFORMA DE NINHO

SALVA-PÁSSARO

SECCIONADOR
- SINALIZAÇÃO DIURNA NO APOIO

SINALIZAÇÃO DIURNA NO VÃO

SINALIZAÇÃO NOCTURNA NO APOIO

SINALIZAÇÃO NOCTURNA NO VÃO

APOIOS

- ALINHAMENTO E ÂNGULO

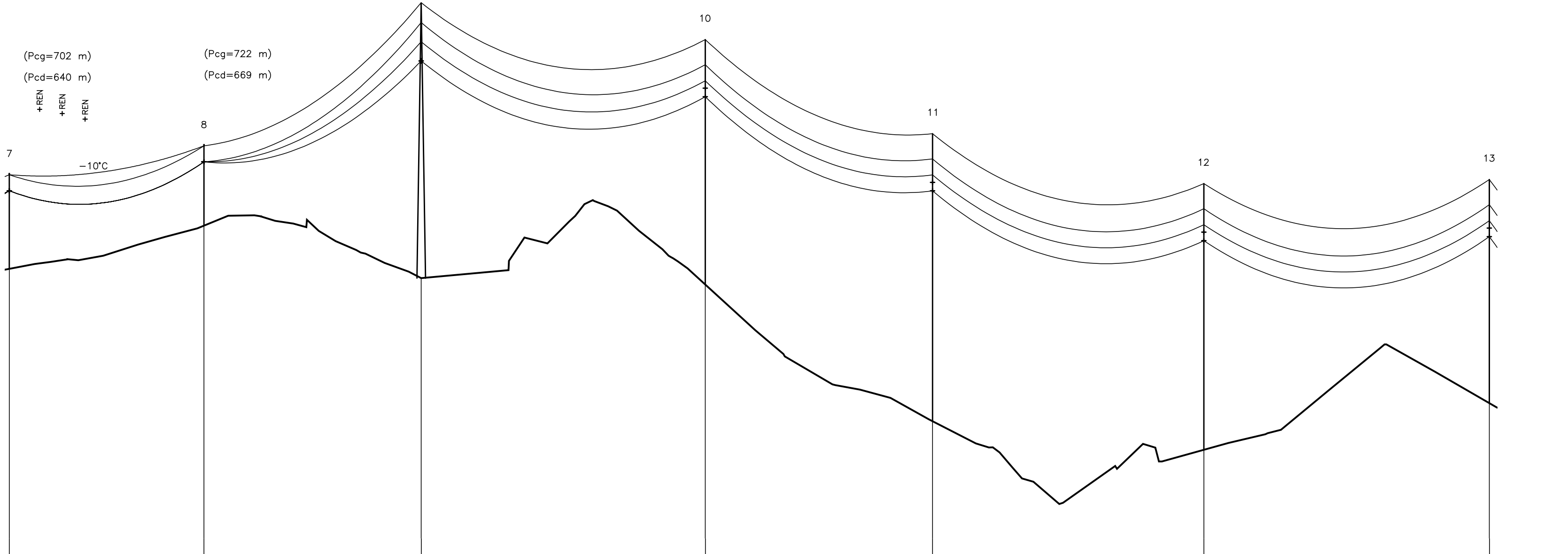
REFORÇO E FIM DE LINHA
- BETÃO

METÁLICO ELÁSTICO

METÁLICO RÍGIDO

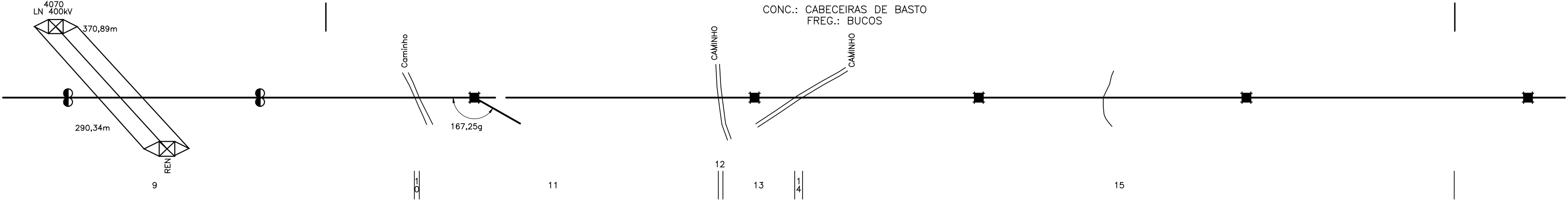
						PROJ.				
						LEV. TOP.			CME	
						DES.	14.03.26		A.Soare	
						VERIF.				
ÍNDICE	DESCRIÇÃO	DATA	ALTERADO	APROVADO			DATA	RUBRICA		
	FORMATO 765x420	LINHA A 60kV								
	OUTPUT 1x1	LOMBA DO VALE - FRADES								
	ESCALA	PERFIL LONGITUDINAL E PLANTA PARCELAR								
	1:2500 1:500	Folha 1/7								
	SUBSTITUI	CÓDIGO DO CAMPO DE APLICAÇÃO	-	DOCUMENTO N°.	ÍNDICE					

(Pcg=761 m)  
(Pcd=729 m)  
C.Grd. OPGW AS/AA/ST 32/113 (CABELTE): 12,00daN/mm2 F.Vento: 1050N/m2 Gelo: 14 mm (80°C)  
Cond. 6xAL-AÇO 326 mm2: 8,00daN/mm2 F.Vento: 1050N/m2 Gelo: 14 mm (80°C)



PLANO DE REFERÊNCIA: 775,00 m

COTA DO TERRENO	815,65	821,72	814,34	813,44	794,19	790,17	796,73
NÚMERO DO APOIO	7	8	9	10	11	12	13
TIPO DO APOIO	2xAM06-2750/960-16	2xAM06-2750/960-14	F165CD/30	F30CD/27	F30CD/33	F30CD/30	F30CD/24
ALTURA ÚTIL	11,00	9,00	30,60	26,45	32,45	29,45	23,45
ARMAÇÃO	PALAN-AT c/PCGAN	PALAN-AT c/PCGAN	F165CD	F30CD	F30CD	F30CD	F30CD
FIXAÇÃO DOS CONDUTORES	ARh	ARh	ARh	SRh	SRh	SRh	SRh
DISTÂNCIA ENTRE APOIOS		137,00	153,00	200,00	160,00	191,00	201,00
DISTÂNCIA À ORIGEM	1041,00	1178,00	1331,00	1531,00	1691,00	1882,00	2083,00
CULTURAS		MONTE	SALGUEIROS	PINHEIROS	SALGUEIROS	PINHEIROS	PINHEIROS



- ANTI-POISO ———— ∨
- CAIXA DE FIBRA ÓPTICA ———— □
- PLANTAFORMA DE NINHO ———— T
- SALVA-PÁSSARO ———— X
- SECCIONADOR ———— ⚡
- SINALIZAÇÃO DIURNA NO APOIO ———— ●
- SINALIZAÇÃO DIURNA NO VÃO ———— ○
- SINALIZAÇÃO NOCTURNA NO APOIO ———— ⊗
- SINALIZAÇÃO NOCTURNA NO VÃO ———— ⊗

APOIOS

- ALINHAMENTO E ÂNGULO ————
- REFORÇO E FIM DE LINHA ————
- BETÃO ———— ●
- METÁLICO ELÁSTICO ———— ●
- METÁLICO RÍGIDO ———— ■

					PROJ.						
					LEV. TOP.					CME	
					DES.	14.03.26				A.Soare	
					VERIF.						
ÍNDICE	DESCRIÇÃO	DATA	ALTERADO	APROVADO		DATA	RUBRICA				
	FORMATO 765x297	LINHA A 60kV									
	OUTPUT 1x1	LOMBA DO VALE - FRADES									
	ESCALA	PERFIL LONGITUDINAL E PLANTA PARCELAR									
	1:2500	Folha 2/7									
	1:500	SUBSTITUI	CÓDIGO DO CAMPO DE APLICAÇÃO				DOCUMENTO N.º		ÍNDICE		

C.Grd. OPGW AS/AA/ST 32/113 (CABELTE): 12,00daN/mm2 F.Vento: 1050N/m2 Gelo: 14 mm (80°C)  
Cond. 6xAL-AÇO 326 mm2: 8,00daN/mm2 F.Vento: 1050N/m2 Gelo: 14 mm (80°C)  
(Pcg=761 m)  
(Pcd=729 m)

13

14

15

16

17

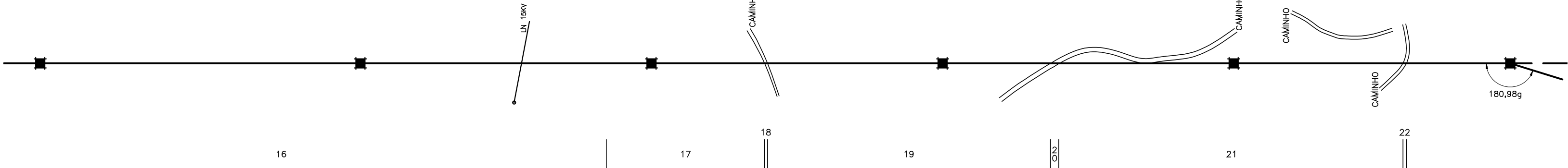
18

PLANO DE REFERÊNCIA: 725,00 m

COTA DO TERRENO	796,73	760,18	739,15	740,06	747,33	763,80
NÚMERO DO APOIO	13	14	15	16	17	18
TIPO DO APOIO	F30CD/24	F30CD/33	F30CD/33	F165CD/18	F30CD/24	F165CD/18
ALTURA ÚTIL	23,45	32,45	32,45	18,60	23,45	18,60
ARMAÇÃO	F30CD	F30CD	F30CD	F165CD	F30CD	F165CD
FIXAÇÃO DOS CONDUTORES	SRh	SRh	SRh	ARh	SRh	ARh
DISTÂNCIA ENTRE APOIOS	220,00	200,00	200,00	200,00	190,00	
DISTÂNCIA À ORIGEM	2083,00	2303,00	2503,00	2703,00	2903,00	3093,00
CULTURAS		SALGUEIROS	PINHEIROS	CEDROS	PINHEIROS	SALGUEIROS

CONC.: VIEIRA DO MINHO  
FREG.: ROSSAS

CONC.: VIEIRA DO MINHO  
FREG.: CAMPOS



- ANTI-POISO
- CAIXA DE FIBRA ÓPTICA
- PLATAFORMA DE NINHO
- SALVA-PÁSSARO
- SECCIONADOR

- SINALIZAÇÃO DIURNA NO APOIO
- SINALIZAÇÃO DIURNA NO VÃO
- SINALIZAÇÃO NOCTURNA NO APOIO
- SINALIZAÇÃO NOCTURNA NO VÃO

APOIOS

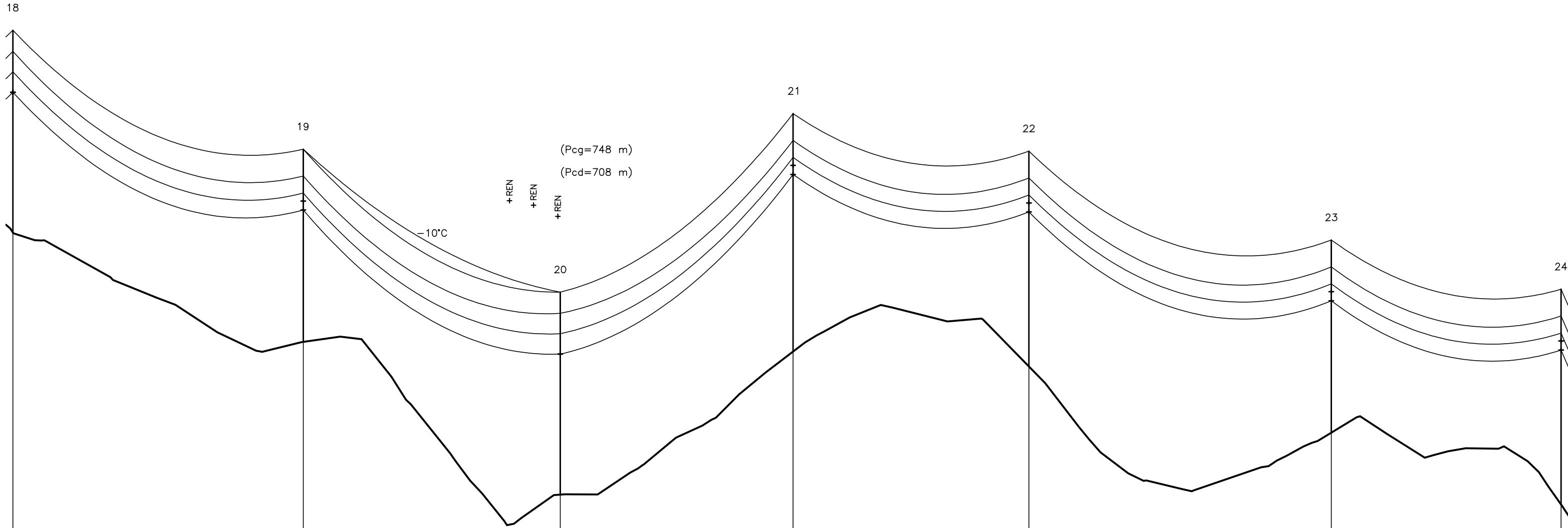
ALINHAMENTO  
E ÂNGULO

REFORÇO E FIM  
DE LINHA

- BETÃO
- METÁLICO ELÁSTICO
- METÁLICO RÍGIDO

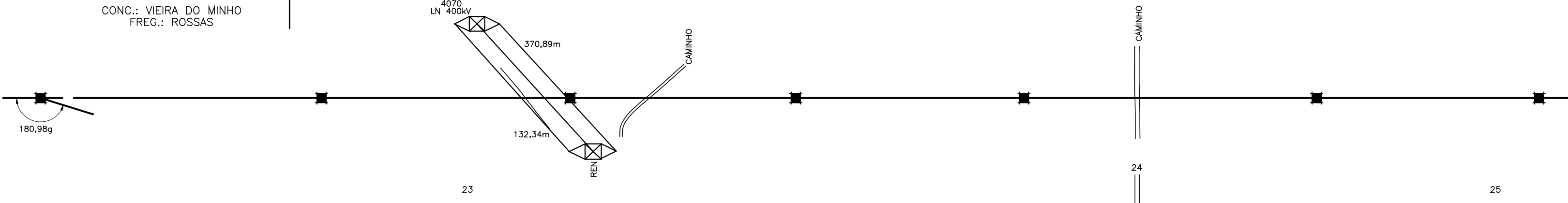
					PROJ.				
					LEV. TOP.	.		CME	
					DES.	14.03.26		A.Soores	
					VERIF.				
ÍNDICE	DESCRIÇÃO	DATA	ALTERADO	APROVADO		DATA	RUBRICA		
	FORMATO 765x420	LINHA A 60kV							
	OUTPUT 1x1	LOMBA DO VALE - FRADES							
	ESCALA	PERFIL LONGITUDINAL E PLANTA PARCELAR							
	1:2500 1:500	Folha 3/7							
	SUBSTITUI	CÓDIGO DO CAMPO DE APLICAÇÃO	-	DOCUMENTO N°.		ÍNDICE			

C.Grd. OPGW AS/AA/ST 32/113 (CABELTE): 12,00daN/mm2 F.Vento: 1050N/m2 Gelo: 14 mm (80°C)  
Cond. 6xAL-AÇO 326 mm2: 8,00daN/mm2 F.Vento: 1050N/m2 Gelo: 14 mm (80°C)  
(Pcg=750 m)  
(Pcd=711 m)



PLANO DE REFERÊNCIA: 720,00 m

COTA DO TERRENO	763,80	749,36	729,14	748,07	746,10	737,34	727,83
NÚMERO DO APOIO	18	19	20	21	22	23	24
TIPO DO APOIO	F165CD/18	F30CD/18	F95CD/18	F30CD/24	F30CD/21	F30CD/18	F30CD/21
ALTURA ÚTIL	18,60	17,45	18,60	23,45	20,45	17,45	20,45
ARMAÇÃO	F165CD	F30CD	F95CD	F30CD	F30CD	F30CD	F30CD
FIXAÇÃO DOS CONDUTORES	ARh	SRh	ARh	SRh	SRh	SRh	SRh
DISTÂNCIA ENTRE APOIOS	192,00	170,00	154,00	156,00	200,00	152,00	
DISTÂNCIA À ORIGEM	3093,00	3285,00	3455,00	3609,00	3765,00	3965,00	4117,00
CULTURAS	MONTE			MONTE			



- ANTI-POISO

CAIXA DE FIBRA ÓPTICA

PLANTAFORMA DE NINHO

SALVA-PÁSSARO

SECCIONADOR
- ✓

□

T

X

↔
- SINALIZAÇÃO DIURNA NO APOIO

SINALIZAÇÃO DIURNA NO VÃO

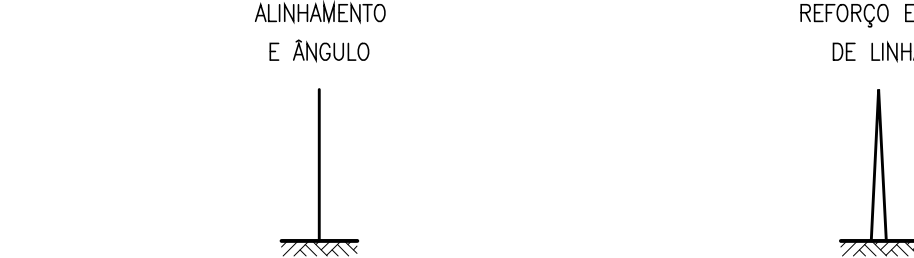
SINALIZAÇÃO NOCTURNA NO APOIO

SINALIZAÇÃO NOCTURNA NO VÃO
- ○

⊗

⊗

APOIOS



- BETÃO

METÁLICO ELÁSTICO

METÁLICO RÍGIDO
- ●

■
- 

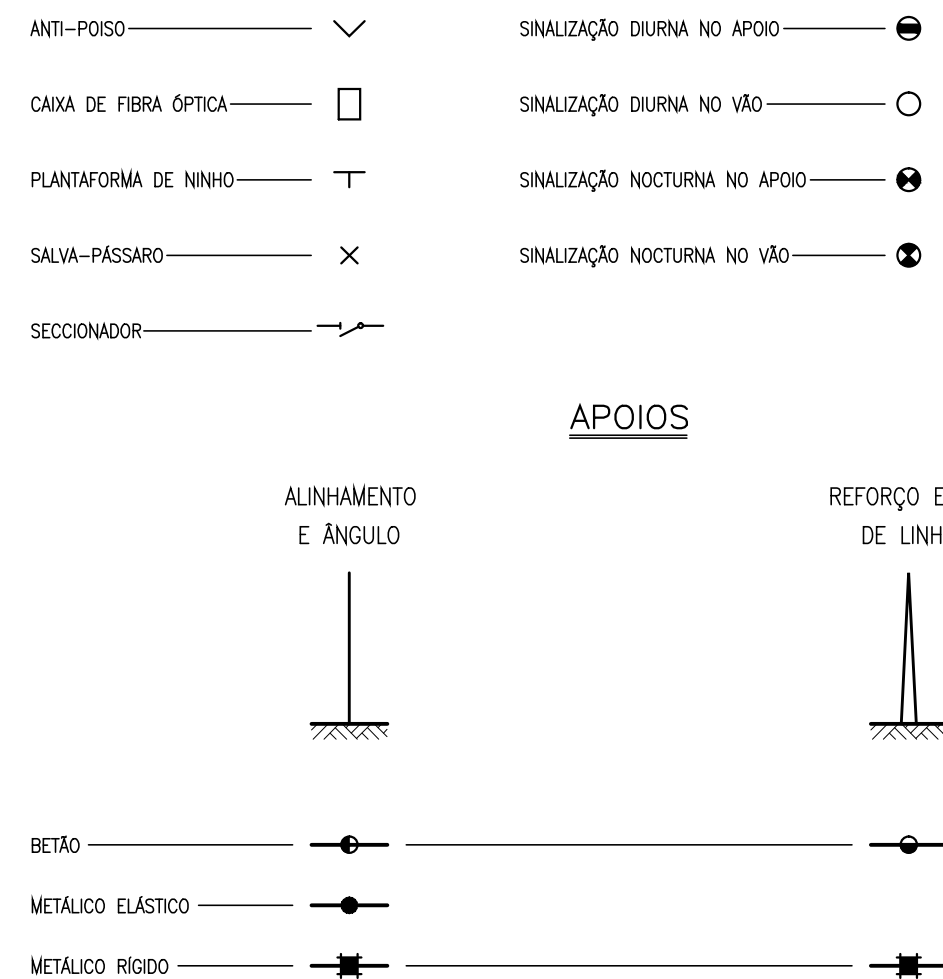
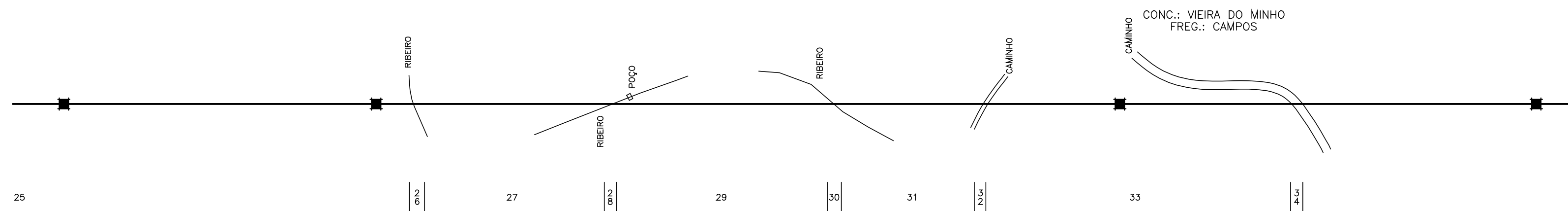
					PROJ.							
					LEV. TOP.	.			CME			
					DES.	14.03.26			A.Soare			
					VERIF.							
ÍNDICE	DESCRIÇÃO	DATA	ALTERADO	APROVADO		DATA	RUBRICA					
	FORMATO 765x297	LINHA A 60kV										
	OUTPUT 1x1	LOMBA DO VALE - FRADES										
	ESCALA	PERFIL LONGITUDINAL E PLANTA PARCELAR										
	1:2500	Folha 4/7										
	1:500	SUBSTITUI	CÓDIGO DO CAMPO DE APLICAÇÃO					DOCUMENTO N°.		ÍNDICE		

( $P_{cd}=708 \text{ m}$ )

(Pcd=1281m)

(Pcd=1113 m)

COTA DO TERRENO	727,83	651,69	639,36	671,20
NÚMERO DO APOIO	24	25	26	27
TIPO DO APOIO	F30CD/21	F165CD/30	F165CD/30	F30CD/24
ALTURA ÚTIL	20,45	30,60	30,60	23,45
ARMAÇÃO	F30CD	F165CD	F165CD	F30CD
FIXAÇÃO DOS CONDUTORES	SRh	ARh	ARh	SRh
DISTÂNCIA ENTRE APOIOS	210,00	500,00	280,00	
DISTÂNCIA À ORIGEM	4117,00	4327,00	4827,00	5107,00
CULTURAS		MONTE	SALGUEIROS	



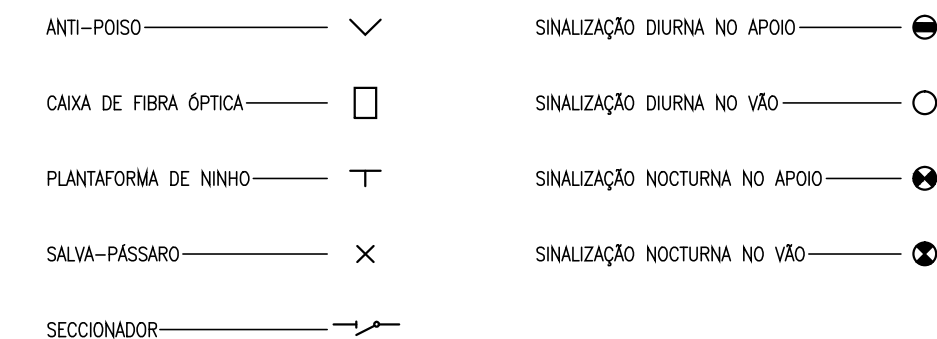
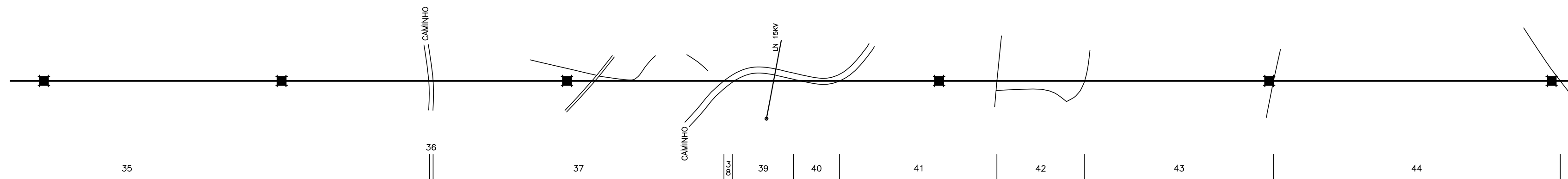
				PROJ.			
				LEV. TOP.		CME	
				DES.	14.03.26	A.Soares	
				VERIF.			
INDICE	DESCRIÇÃO	DATA	ALTERADO	APROVADO	DATA	RUBRICA	
	FORMATO 765x420	LINHA A 60KV					
	OUTPUT 1x1						
	ESCALA  1:2500 1:500						
		LONBA DO VALE - FRADES					
		PERFIL LONGITUDINAL E PLANTA PARCELAR					
		Folha 5/7					
		SUBSTITUI	CÓDIGO DO CAMPO DE APLICAÇÃO			DOCUMENTO N°.	ÍNDICE



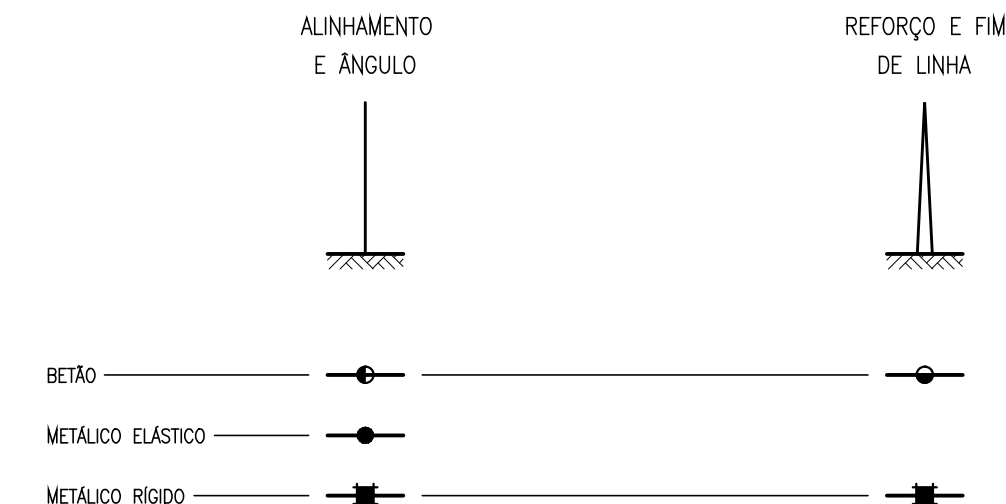
(Pcd=1113 m)




COTA DO TERRENO	671,20	680,05	641,88	628,42	643,25	630,88
NÚMERO DO APOIO	27	28	29	30	31	32
TIPO DO APOIO	F30CD/24	F30CD/21	F30CD/33	F95CD/24	F30CD/15	F165CD/21
ALTURA ÚTIL	23,45	20,45	32,45	24,60	14,45	21,60
ARMAÇÃO	F30CD	F30CD	F30CD	F95CD	F30CD	F165CD
FIXAÇÃO DOS CONDUTORES	SRh	SRh	SRh	ARh	SRh	ARh
DISTÂNCIA ENTRE APOIOS	170,00	204,00	266,00	236,00	202,00	
DISTÂNCIA À ORIGEM	5107,00	5277,00	5481,00	5747,00	5983,00	6185,00
CULTURAS	MONTE	CEFROS	PINHEIROS	PINHEIROS	PASTO	PASTO



APOIOS



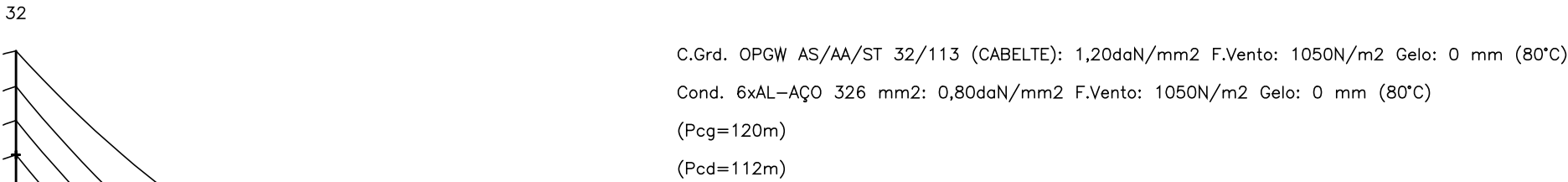
					PROJ.			
					LEV. TOP.	-	CME	
					DES.	14.03.26	A.Soarez	
					VERIF.			
ÍNDICE	DESCRIÇÃO	DATA	ALTERADO	APROVADO		DATA	RUBRICA	
	FORMATO 765x297	LINHA A 60KV						
	OUTPUT 1x1	LOMBA DO VALE - FRADES						
	ESCALA	PERFIL LONGITUDINAL E PLANTA PARCELAR						
	1:2500 1:500	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div> SUBSTITUI CÓDIGO DO CAMPO DE APLICAÇÃO DOCUMENTO N°. ÍNDICE </div> <div>Folha 6/7</div> </div>						

C.Grd. OPGW AS/AA/ST 32/113 (CABELTE): 8,00daN/mm2 F.Vento: 1050N/m2 Gelo: 0 mm (80°C)

Cond. 6xAL-AÇO 326 mm2: 5,00daN/mm2 F.Vento: 1050N/m2 Gelo: 0 mm (80°C)

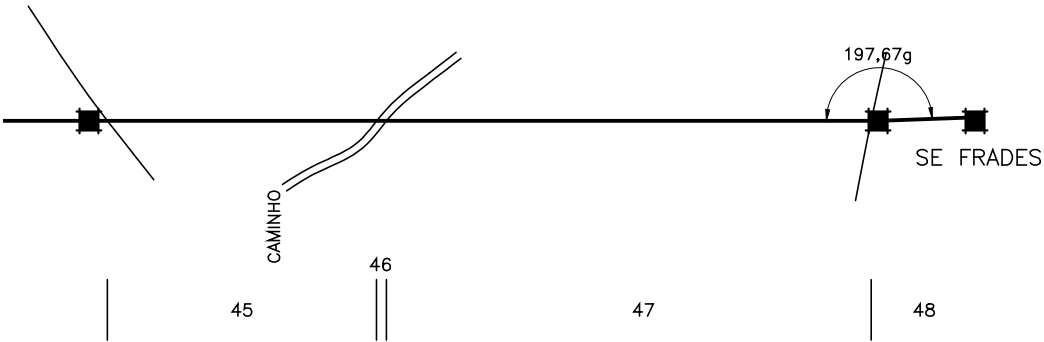
(Pcg=911m)

(Pcd=769m)



PLANO DE REFERÊNCIA: 600,00 m

COTA DO TERRENO	630,88	614,62	615,19
NÚMERO DO APOIO	32	33	P
TIPO DO APOIO	F165CD/21	F165CD/18	PORTICO
ALTURA ÚTIL	21,60	18,60	8,00
ARMAÇÃO	F165CD	F165CD	PORTICO
FIXAÇÃO DOS CONDUTORES	ARh	ARh	ARh
DISTÂNCIA ENTRE APOIOS	261,00	32,00	
DISTÂNCIA À ORIGEM	6185,00	6446,00	6478,00
CULTURAS	PINHEIROS	SUBESTAÇÃO	



- ANTI-POISO
- CAIXA DE FIBRA ÓPTICA
- PLANTAFORMA DE NINHO
- SALVA-PÁSSARO
- SECCIONADOR
- SINALIZAÇÃO DIURNA NO APOIO
- SINALIZAÇÃO DIURNA NO VÃO
- SINALIZAÇÃO NOCTURNA NO APOIO
- SINALIZAÇÃO NOCTURNA NO VÃO

APOIOS

- ALINHAMENTO E ÂNGULO
- REFORÇO E FIM DE LINHA
- BETÃO
- METÁLICO ELÁSTICO
- METÁLICO RÍGIDO

					PROJ.			
					LEV. TOP.	.	CME	
					DES.	14.03.26	A.Soores	
					VERIF.			
ÍNDICE	DESCRIÇÃO	DATA	ALTERADO	APROVADO		DATA	RUBRICA	
	FORMATO 580x297	LINHA A 60kV						
	OUTPUT 1x1	LOMBA DO VALE - FRADES PERFIL LONGITUDINAL E PLANTA PARCELAR						
	ESCALA							
	1:2500 1:500	SUBSTITUI	CÓDIGO DO CAMPO DE APLICAÇÃO		DOCUMENTO N.º		ÍNDICE	